Diario Oficial
LA GACETA
Costa Rica

190 Años
Benemérita
Imprenta Nacional
Costa Rica

JORGE EMILIO CASTRO FONSECA (FIRMA)
Firmado digitalmente por JORGE EMILIO CASTRO FONSECA (FIRMA)
Fecha: 2025.01.21 15:43:35 -06'00'

ALCANCE Nº 9 A LA GACETA Nº 13

Año CXLVII | San José, Costa Rica, miércoles 22 de enero del 2025 | 268 páginas

REGLAMENTOS
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

NOTIFICACIONES
JUSTICIA Y PAZ
AVISOS

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

REGLAMENTOS

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

El Consejo Directivo en el artículo 7 del Capítulo III del acta de la Sesión 6664 del 10 de diciembre del 2024, por unanimidad acuerda la aprobación de cuatro documentos relacionados a la venta de energía.

Procedimiento para la Solicitud de Elegibilidad de Proyectos y Plantas Existentes para Venta de Energía Capítulo I, Ley 7200, versión 1.

0 INTRODUCCIÓN

La Ley 7200 promulgada en el año 1990, autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y faculta al ICE a suscribir contratos de compra de excedentes de energía con empresas privadas interesadas en desarrollar nuevas centrales de generación de hasta 20 MW que utilicen como fuente primaria el agua (hidroelectricidad) o fuentes no convencionales, tales como eólica, solar y biomasa.

Esta ley fue reformada en el año 1995 mediante la Ley 7508, recogiendo lo referente al régimen de generación autónoma o paralela contemplado en la versión original de la ley, con algunas modificaciones, en lo que se denominó Capítulo I. En esta reforma se adicionó un segundo régimen de contratación, que corresponde a la contratación por competencia de precios, al que se denominó Capítulo II.

La Ley 7200 fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 20346-MINEREM, que fue derogado por el artículo 28 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela", aprobado mediante el Decreto Ejecutivo 37124-MINAET del 19 de marzo del 2012. Decreto que a su vez fue modificado mediante el Decreto Ejecutivo 43700-MINAE del 05 de setiembre del 2022.

Este procedimiento se refiere exclusivamente al Capítulo I, es decir a la generación eléctrica autónoma o paralela, en cuyo caso el interés del ICE se centra exclusivamente en la compra de excedentes de energía y que, por tanto, es el interesado quien asume toda responsabilidad asociada con el desarrollo de las instalaciones necesarias para la generación de electricidad, y en cuyo caso el marco legal establece como requisito la declaratoria de elegibilidad por parte del ICE. En general, a nivel de la declaratoria de elegibilidad lo que se pretende es delimitar el proyecto o planta existente en sus características principales, por lo tanto, el análisis contempla:

a. Identificar a la empresa dueña de la planta o la que pretende desarrollar el proyecto.
b. Verificar la disponibilidad de recursos financieros por parte de la empresa desarrolladora para completar los estudios necesarios para demostrar la viabilidad técnica, ambiental, económica y financiera del proyecto.
c. Determinar y valorar las características técnicas particulares del proyecto o planta existente, tales como ubicación física, recurso fuente a explotar, tecnología, capacidad y costo estimado.
c. Verificar que el proyecto o planta existente no presenta ningún tipo de interferencia con respecto a las plantas en operación, con otros proyectos con elegibilidad aprobada o en trámite o con los proyectos de interés institucional.
d. Estudiar posibles alternativas para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

1 PROPÓSITO

Describir las actividades asociadas con la gestión de las solicitudes para la declaratoria de elegibilidad para proyectos o plantas existentes de generación de energía eléctrica, propuestos por empresas que quieran optar por la firma de un contrato de compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.

2 ALCANCE

Este procedimiento regula la actuación del ICE en relación con el trámite de todas las solicitudes para la declaratoria de elegibilidad de proyectos o plantas existentes de generación de energía eléctrica atendidas por el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación al amparo de lo dispuesto en el capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

3 DOCUMENTOS APLICABLES

Código	**Título**
Ley 6227	Ley General de la Administración Pública
Ley 7200	Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, publicada en La Gaceta 197 del 18- de octubre de 1990.
Ley 7508	Reformas a la Ley Nº7200, publicada en la Gaceta No. 104 del 31 de mayo de 1995
Ley 7593	Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, publicada en La Gaceta 169 del 5 de setiembre de 1996, en cuanto le confiere a la ARESEP las facultades asignadas al SNE en la Ley 7200 y sus reformas.
Ley 8723	Ley Marco de Concesión para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica, la cual faculta al MINAET para el otorgamiento de dichas concesiones.
37124-MINAET	Decreto Ejecutivo 37124-MINAET, publicado en el Alcance Digital N°72 a La Gaceta del 5 de junio del 2012, correspondiente al Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200.
43700-MINAE	Decreto Ejecutivo 43700 del 05 de setiembre del 2022
C-119-2021	Criterio de la Procuraduría General de la República

AR-NT-POASEN	Norma Técnica “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” (AR-NT-POASEN), emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos – ARESEP, publicada en el Alcance 12 a La Gaceta 69 del 8 de abril del 2014 y sus modificaciones publicadas en el Alcance N°57 a La Gaceta 146 del 29 de julio del 2015 y en el Alcance 25 a La Gaceta 37 del 23 de febrero del 2016 y sus modificaciones.

4 RESPONSABILIDADES

4.1. Gerencia General

4.1.1. Resolver, como superior jerárquico, los recursos de apelación sobre las resoluciones que emita la Gerencia de Electricidad sobre declaratorias de elegibilidad de proyectos o plantas existentes de generación para optar por formalizar un contrato de compra de excedentes de energía eléctrica con el ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200.

4.2. Gerencia de Electricidad

4.2.1. Verificar las condiciones para el otorgamiento de las elegibilidades para proyectos o plantas existentes de generación eléctrica que se desarrollen al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

4.2.2. Otorgar la elegibilidad para los proyectos o plantas existentes de generación de electricidad que podrán ser desarrollados al amparo de un contrato de compra de excedentes de energía eléctrica suscrito con el ICE bajo el régimen contemplado en el Capítulo I de la Ley 7200.

4.2.3. Rechazar las solicitudes de elegibilidad para los proyectos o plantas existentes de generación de electricidad que no cumplan con los requisitos establecidos en el marco legal.

4.2.4. Revisar y elevar a la Gerencia General los informes técnicos relacionados con cualquier recurso de apelación que se reciba en relación con el rechazo de solicitudes de elegibilidad.

4.3. División de Generación

4.3.1. Revisar y elevar a Gerencia de Electricidad las recomendaciones de aprobación o rechazo de las solicitudes de elegibilidad para los proyectos o plantas existentes de generación de electricidad.

4.3.2. Revisar y elevar a la Gerencia de Electricidad los informes técnicos relacionados con cualquier recurso de apelación que se reciba en relación con el rechazo de solicitudes de elegibilidad.

4.4. Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División Generación

4.4.1. Recibir y dar trámite oportuno a las solicitudes de elegibilidad para proyectos o plantas existentes de generación eléctrica propuestos por empresas privadas o cooperativas para ser desarrollados al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

4.4.2. Remitir a la División Jurídica los documentos legales que acompañan las solicitudes de elegibilidad para su revisión

4.4.3. Remitir a la Dirección Planificación y Sostenibilidad los perfiles de proyecto, junto con los documentos técnicos que acompañan las solicitudes de elegibilidad, para su revisión.

4.4.4. Remitir a la Gerencia de Finanzas los documentos que acompañan las solicitudes de elegibilidad para verificar el cumplimiento de los requisitos de capacidad financiera del solicitante que se establecen en el Artículo 4° del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas.
4.4.5. Solicitar a los interesados la presentación de la documentación adicional necesaria para verificar el cumplimiento de los requisitos legales, técnicos y financieros establecidos en el marco normativo para optar por la declaratoria de elegibilidad.
4.4.6. Remitir a la División Jurídica, cuando corresponda, los documentos legales adicionales para su revisión.
4.4.7. Remitir a la Dirección Planificación y Sostenibilidad, cuando corresponda, los documentos técnicos adicionales para su revisión.
4.4.8. Remitir a la Gerencia de Finanzas, cuando corresponda, los documentos adicionales y verificar el cumplimiento de los requisitos de capacidad financiera del solicitante que se establecen en el Artículo 4° del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas.
4.4.9. Solicitar a los interesados la presentación del estudio de conexión y de la asignación del punto de conexión preliminar, sujeto al plazo de vigencia de la elegibilidad, en caso de que el proyecto o plantas existente se pretenda conectar en infraestructura propiedad de una cooperativa de electrificación rural u otra empresa distribuidora.
4.4.10. Remitir a la Dirección Planificación y Sostenibilidad, las propuestas de conexión a la red de transmisión o distribución del ICE, que acompañan las solicitudes de elegibilidad de aquellos proyectos o plantas existentes que así lo requieren, para realizar el estudio preliminar de conexión.
4.4.11. Integrar los resultados de la verificación de los requisitos legales, técnicos y financieros, así como del estudio de conexión y elaborar la recomendación de aprobación o rechazo de las solicitudes de elegibilidad.
4.4.12. Comunicar a los interesados las resoluciones de la Gerencia de Electricidad respecto al otorgamiento o rechazo de las solicitudes de elegibilidad.
4.4.13. Confeccionar y administrar expedientes administrativos independientes para cada solicitud de elegibilidad.
4.4.14. Confeccionar y mantener actualizada la base de datos con los registros de los proyectos o plantas existentes con elegibilidad otorgada o en trámite.
4.4.15. Coordinar con los entes competentes para disponer y mantener actualizada la base de datos con los registros de los proyectos o plantas existentes con concesión otorgada o en trámite.
4.5. División Jurídica
4.5.1. Revisar los documentos legales que acompañan las solicitudes de elegibilidad y, cuando corresponda, los documentos adicionales para verificar el cumplimiento de los requisitos sobre el solicitante que se establecen en el Artículo 4° del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas.
4.5.2. Comunicar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión, señalando en caso necesario, los incumplimientos encontrados.

4.5.3. Asesorar a la Gerencia General en la atención de los recursos ordinarios sobre las resoluciones que emita la Gerencia de Electricidad.

4.6. Dirección Planificación y Sostenibilidad

4.6.1. Revisar los informes preliminares de los proyectos o plantas existentes y documentos técnicos y, cuando corresponda, los documentos adicionales que acompañan las solicitudes de elegibilidad para verificar el cumplimiento de los requisitos que se establecen en el Artículo 4° del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas.

4.6.2. Comunicar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión, señalando en caso necesario, los incumplimientos encontrados.

4.6.3. Revisar las propuestas de conexión para los proyectos o plantas existentes que acompañan las solicitudes de elegibilidad para verificar el cumplimiento de los requisitos que se establecen en el Artículo 4° del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas.

4.6.4. Comunicar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado del estudio de conexión con la asignación preliminar del punto de conexión.

4.7. Gerencia de Finanzas

4.7.1. Revisar los documentos que acompañan las solicitudes de elegibilidad y, cuando corresponda, los documentos adicionales para verificar el cumplimiento de los requisitos de capacidad financiera del solicitante que se establecen en el Artículo 4° del Reglamento al Capítulo I de la Ley N°7200 y sus reformas.

4.7.2. Comunicar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión, señalando en caso necesario, los incumplimientos encontrados.

5 TÉRMINOS, SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

5.1. Términos

Elegibilidad: Manifestación previa a la firma del contrato que emite el ICE, ante una propuesta del Interesado, indicando que dicha propuesta cumple con los requisitos exigidos por la legislación vigente.

Energía eléctrica: La energía eléctrica lo será el excedente que tenga el productor en el punto de medición, luego de abastecer las necesidades propias. Según artículo 15 de la Ley 7200.

Interesado: Corresponde a la empresa privada o cooperativa de electrificación rural dueña de un proyecto o planta existente que manifiesta su voluntad de vender energía eléctrica al ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y Reglamento.

Planta Existente: Corresponde a aquellas plantas de generación que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tienen un contrato vigente con el ICE, para compra de energía eléctrica. Además, aquellas que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tuvieron un contrato para compra de energía eléctrica con el ICE y cuyo plazo de vigencia ha llegado a su término.

Potencia Ofrecida: Es la potencia, expresada en kW, que el Interesado pone a disposición del ICE en el punto de medición y recibo, luego de satisfacer sus propias necesidades.

Potencia Nominal: El valor máximo de potencia, expresada en kW, que se le atribuye a una planta, con base en sus datos de placa o en una estimación técnica.

Proyecto: Corresponde a aquellas propuestas para el desarrollo de plantas de generación eléctrica cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad.

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

5.2. Abreviaturas

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía.

MINAET: Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones.

POASEN: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SNE: Servicio Nacional de Electricidad.

6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO O CONTENIDO

6.1. Definición del requerimiento

6.1.1. Según se establece en el Artículo 6 de la Ley 7200, para otorgar la concesión para explotar centrales de limitada capacidad, la ARESEP le exige al interesado contar con una declaratoria de elegibilidad para el proyecto, la cual corresponde a la manifestación de no objeción al proyecto o planta existente que hace el ICE con base en la información aportada por el interesado.

6.1.2. Según lo dispuesto en el Artículo 7 de la Ley 7200, el ICE puede declarar elegible un proyecto o planta existente para la explotación de una central de limitada capacidad siempre y cuando la potencia ofrecida, por concepto de generación paralela, no llegue a constituir más del quince por ciento (15%) de la potencia nominal del conjunto de centrales eléctricas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

6.1.3. Según se dispone en el Artículo 6 de la Ley 7200, el ICE dispone de ciento veinte (120) días naturales, contados a partir de la recepción a satisfacción de la solicitud de declaratoria de elegibilidad, para emitir su resolución.

6.1.4. De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 5° del Decreto Ejecutivo 37124-MINAET, la elegibilidad se otorgará por un período máximo de dos años; período durante el cual el solicitante podrá participar en los procesos de selección que promueva el ICE. Durante ese periodo el ICE recibe los informes que presente el interesado sobre el avance en los estudios y las gestiones pertinentes para obtener los permisos, concesiones y autorizaciones necesarias para que, en caso de resultar seleccionado, pueda llevar a cabo la construcción de la planta y su posterior explotación comercial.

6.2. Recepción de la solicitud.

6.2.1. El ICE recibe la solicitud de declaratoria de elegibilidad de cualquier empresa privada y cooperativa de electrificación rural interesada en desarrollar un proyecto de generación de capacidad limitada para vender los excedentes de energía eléctrica al ICE bajo el régimen previsto en el Capítulo I de la Ley 7200, en adelante el “solicitante”, cumpliendo los

requisitos de contenido y forma establecidos en el Artículo 4 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200.

6.2.2. La solicitud de elegibilidad es recibida por el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación.

6.3. Verificación cumplimiento de requisitos

6.3.1. Una vez recibida la solicitud, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía procede a verificar que esté completa y que el proyecto propuesto no interfiera con ningún proyecto o planta existente anterior cuya declaratoria de elegibilidad u otorgamiento de concesión se encuentre en trámite, o haya sido otorgada.

6.3.2. Verificado lo anterior, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía remite la documentación legal correspondiente a la acreditación del solicitante a la División Jurídica para la verificación del cumplimiento de los requisitos legales; a saber:

a) Certificación de personería del firmante.
b) Porcentaje de participación de ciudadanos costarricenses en el capital social.
c) Declaración de accionistas ante el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales, de conformidad con lo establecido en el Decreto 41040-H Reglamento del Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales y en la Ley 9416 Ley para mejorar la lucha contra el fraude fiscal.
d) Cualquier otro necesario para la formalización del contrato.

6.3.3. Asimismo, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía remite el informe preliminar del proyecto a la Dirección Planificación y Sostenibilidad para su valoración; en particular:

a) Para que verifique que el proyecto o planta existente propuesto no afecte negativamente algún proyecto contemplado por el ICE en sus planes de desarrollo de proyectos de interés institucional, públicamente disponible.
b) La conceptualización del proyecto o planta existente en cuanto a la existencia del recurso fuente, sus características energéticas y la razonabilidad de la potencia y energía que se están ofreciendo, tomando en cuenta la tecnología propuesta, así como la razonabilidad de la inversión estimada.

6.3.4. En forma paralela, la Gerencia de Finanzas analiza la capacidad financiera del interesado, con base en la documentación aportada. Particularmente, verifica la disponibilidad de capital de trabajo para completar los estudios, así como la lista de personal de asesoría técnica.

6.3.5. Completado el proceso de revisión, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía notifica al solicitante para que proceda a cancelar el importe correspondiente al estudio de conexión preliminar y presente el comprobante respectivo. En caso de que la División Jurídica, la Dirección Planificación y Sostenibilidad o la Gerencia de Finanzas determinen algún incumplimiento o faltante en la documentación aportada, Proceso Comercialización Mayorista de Energía notificará formalmente al interesado para que aporte la documentación pertinente en un plazo máximo de 10 días hábiles.

6.3.6. Una vez recibida, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía remite la documentación adicional a las áreas especializadas para su debida valoración, solicitando la emisión del criterio en relación con el cumplimiento del requisito bajo estudio.

6.3.7. Cuando corresponda a una red del ICE, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía remite el comprobante de la cancelación del estudio preliminar de conexión a la Dirección Planificación y Sostenibilidad, junto con la propuesta de conexión incluida en la solicitud de elegibilidad, para que proceda con la realización del estudio pertinente de conformidad con lo dispuesto en el artículo 30 de la norma técnica AR-NT-POASEN.

6.3.8. En caso de que se proponga realizar la conexión a la red propiedad de alguna cooperativa de electrificación rural o empresa distribuidora, Proceso Comercialización Mayorista de Energía solicita al interesado gestionar la realización del estudio de conexión con la empresa distribuidora propietaria de la red y presentar la documentación que acredite la asignación del punto de conexión, la cual deberá tener una vigencia suficiente para cubrir el plazo de vigencia de la solicitud de elegibilidad.

6.4. Recomendación

6.4.1. Completada la revisión por parte de las áreas competentes, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía procede a integrar los criterios de las distintas áreas y confecciona un informe, el cual remitirá al jefe de la División Generación para su valoración.

6.4.2. Completado el proceso de revisión, el jefe de la División Generación remite a la Gerencia de Electricidad el informe del análisis de la solicitud de elegibilidad, junto con la recomendación pertinente, para su aprobación.

6.5. Resolución

6.5.1. La Gerencia de Electricidad, con base en el informe del análisis de la solicitud de elegibilidad, valora la recomendación y emitirá la resolución pertinente, la cual comunica al jefe la División de Generación. En caso de dudas, la Gerencia de Electricidad solicitará las aclaraciones que estime pertinentes.

6.5.2. El Proceso Comercialización Mayorista de Energía comunica al solicitante la resolución de aprobación o rechazo emitida por la Gerencia de Electricidad y dirigida al interesado, incluyendo cualquier condición para la eventual firma del contrato que considere pertinente incluir en la misma, así como la copia del estudio de conexión preliminar emitido por el área técnica competente.

6.6. Recurso de apelación

6.6.1. La Gerencia de Electricidad, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Ejecutivo 37124-MINAET, rechaza las solicitudes de elegibilidad cuando se presente alguna de las siguientes situaciones:

i. La documentación e información requerida esté incompleta. ii. El solicitante no cumpla con la proporción del capital social de la empresa solicitante, perteneciente a costarricenses estipulado en el artículo 3 de la Ley 7200.
iii. Se refiera a proyectos para centrales que utilicen una fuente primaria no contemplada en el artículo 3 de la Ley 7200.
iv. Interfiera con algún proyecto anterior cuya declaratoria de elegibilidad u otorgamiento de concesión se encuentre en trámite, o haya sido otorgada, o afecte negativamente algún

proyecto contemplado por el ICE en sus planes de desarrollo reflejados en la lista de proyectos de interés institucional, públicamente disponible.

v. Se trate de proyectos que superan el límite de potencia fijado en el artículo 2 de la Ley 7200 para un mismo productor privado, en una o varias concesiones. vi. Se haya alcanzado el límite establecido en el artículo 7° de la Ley 7200 y sus reformas.

6.6.2. El solicitante, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 9 de la Ley N°7200 y sus reformas, dentro de los quince días hábiles posteriores a su notificación puede apelar ante la Gerencia General, en calidad de superior jerárquico, la resolución que emita la Gerencia de Electricidad en relación con la solicitud de elegibilidad presentada.

6.6.3. En caso de apelación, el jefe de la División de Generación, con el apoyo del Proceso Comercialización Mayorista de Energía, elabora un informe sobre lo actuado en relación con el trámite de la solicitud de elegibilidad presentada por el apelante y la remite a la Gerencia de Electricidad, junto con el expediente administrativo. La Gerencia de Electricidad remite la información completa a la Gerencia General para que resuelva el recurso.

6.7. Validación de los resultados del trámite de elegibilidades

La validación de los trámites del proceso de elegibilidades es realizada según se indica a continuación:

6.7.1. El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía verifica que el desarrollo del proceso se realice con personal con competencia técnica.

6.7.2. El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía valida, en conjunto con las áreas de competencia, que las solicitudes cumplen con los requisitos técnicos y legales correspondientes.

6.7.3. El jefe de la División de Generación revisa y aprueba el informe que es remitido a la Gerencia de Electricidad.

6.7.4. La Gerencia de Electricidad otorga la elegibilidad a los proyectos de generación de electricidad que optarán por formalizar un contrato de compra de excedentes de energía eléctrica con el ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 que cumplan con lo establecido en el marco normativo.

7. REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN

La División Generación de la Gerencia de Electricidad coordinará la revisión y actualización del presente documento y planteará las modificaciones que estime pertinentes.

8. VIGENCIA

Este documento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Procedimiento para la Selección de Proyectos y Plantas Existentes de Generación para Venta de Electricidad al ICE, Ley 7200 Capítulo I, versión 3.

0. INTRODUCCIÓN

La compra de energía eléctrica por parte del ICE a empresas privadas y cooperativas de electrificación rural al amparo de la Ley 7200 – Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, se realizó inicialmente mediante el procedimiento descrito en el Reglamento emitido por el entonces Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (MIRENEM) bajo el Decreto 20346MIRENEM, el cual fue derogado por el artículo 28 del

Decreto Ejecutivo 37124MINAET del 19 de marzo del 2012-Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela" y que fue modificado mediante el Decreto Ejecutivo 43700-MINAE del 05 de setiembre de 2022.

Con la promulgación en el año 1995, de la Ley N°7508 y su Reglamento Decreto 24866-MINAE, así como con la promulgación en el año 1996 de la Ley 7593 con la que se crea la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), se modificó sustancialmente el marco normativo, todo ello dio cabida a distintos pronunciamientos por parte de los entes fiscalizadores, lo cual llevó a la revisión y emisión, por parte del Consejo Directivo del ICE de un primer "Reglamento al Procedimiento para la Selección de Proyectos al Amparo del Primer Capítulo de la Ley 7200" en el año 2000.

Dado que el Consejo Directivo del ICE, por acuerdo tomado en sesión 5749 del 17 de agosto del 2006, autorizó a la Gerencia Electricidad para que definiera y publicara las condiciones de otorgamiento y aprobación de las elegibilidades de proyectos de generación privada, en el año 2011 se elaboró y publicó el "Procedimiento para la selección de proyectos de generación para venta de electricidad al ICE Ley 7200 (Capítulo I)", registrado bajo el código 57.00.001.2011, el cual contemplaba las modificaciones realizadas en el marco normativo aplicable a la compra de energía eléctrica por parte del ICE.

En términos generales, el procedimiento se fundamenta en que el ICE, como responsable de garantizar el suministro de energía eléctrica del país, debe procurar un adecuado equilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica, promoviendo aquellos proyectos de generación eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento que resulten convenientes para el interés público, razón por la cual necesariamente debe llevar a cabo los concursos que permitan la selección de los proyectos más convenientes.

1. PROPÓSITO

Establecer el procedimiento y los requisitos que regularán la actuación del Instituto Costarricense de Electricidad en la selección de los proyectos y plantas existentes de generación eléctrica que serán seleccionados para suscribir contratos para la compra de excedentes de energía eléctrica a las empresas privadas de generación eléctrica y cooperativas de electrificación rural al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento, en el momento que sea requerida dicha energía eléctrica por este Instituto para garantizar la atención de sus responsabilidades, de acuerdo a la normativa vigente.

2. ALCANCE

Este procedimiento regula la actuación del ICE en lo que corresponde con la selección de los proyectos y plantas existentes propuestos por empresas privadas o cooperativas de electrificación rural que serán seleccionados para suscribir contratos para la compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 1° de la Ley 7200, quedan excluidos de este procedimiento los proyectos de generación eléctrica a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales.

3. DOCUMENTOS APLICABLES

Código	Título del documento
Ley 6227	Ley General de la Administración Pública
Ley 7200	Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela
Ley 7508	Reformas a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, 7200
Ley 7593	Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
Ley 8723	Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica.
Decreto 37124MINAET	Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 –Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela.
Decreto 43700 MINAET	Modificación al reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 –Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela.
C-119-2021	Criterio de la Procuraduría General de la República.
N/A	Procedimiento para la solicitud de elegibilidad de proyectos y plantas existentes para venta de energía Capítulo I - Ley 7200

4. RESPONSABILIDADES

4.1 Gerencia General

4.1.1 Dirigir y supervisar la gestión de la Gerencia de Electricidad velando por la aplicación efectiva del presente Procedimiento y sus modificaciones.

4.2 Gerencia de Electricidad

4.2.1 Elevar al Consejo Directivo en coordinación con la Gerencia General la aprobación del presente procedimiento y sus modificaciones.

4.2.2 Responsable de la aplicación efectiva del presente Procedimiento y sus modificaciones.

4.2.3 Informar, para lo que corresponda, a la Gerencia General sobre la autorización que emita a la División Generación para la publicación de las convocatorias a concurso para la selección de proyectos y plantas existentes.

4.2.4 Autorizar a la División Generación para que realice la publicación de las convocatorias a concurso para la selección de proyectos y plantas existentes e inicie el procedimiento de contratación correspondiente, con fundamento en el informe técnico remitido por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad y sobre la base de los principios constitucionales de eficiencia, eficacia, reglas de la ciencia y la técnica de conformidad con los artículos 15 inciso c), 16 inciso 1), 133 y 136 de la Ley General de la Administración Pública.

4.2.5 Aprobar los términos de referencia de las convocatorias a concursos para la selección de proyectos y plantas existentes con los cuales se podrá firmar el contrato para compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento, así como cualquier modificación a los mismos.

4.2.6 Aprobar el Orden Prioritario de Contratación resultante de los concursos para la selección de proyectos y plantas existentes.

4.2.7 Suscribir las respectivas Cartas de Compromiso y sus prórrogas, para los proyectos y plantas existentes de generación eléctrica que resulten seleccionados, como resultado de los concursos, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

4.3 Dirección Planificación y Sostenibilidad

4.3.1 Elaborar el estudio técnico que, conforme a lo dispuesto por el Artículo 8 del Reglamento al Capítulo I de la Ley N°7200 (Decreto 37124 - MINAET) y sus reformas, determine las necesidades de abastecimiento del SEN y la necesidad de realizar las convocatorias para la selección de proyectos nuevos y/o de plantas existentes de generación privada, tendientes a cubrir los bloques de energía identificados. Este estudio técnico se fundamenta en los requerimientos de energía del SEN identificados en los estudios de expansión de la generación.

4.3.2 Elevar a la Gerencia de Electricidad el estudio técnico para que decida sobre la conveniencia de continuar con el proceso de contratación de proyectos y plantas existentes de generación.

4.3.3 Participar en la elaboración de los términos de referencia aplicables para cada concurso para selección de proyectos y plantas existentes que se promueva al amparo de este procedimiento, así como en las modificaciones que resulten del proceso de consulta de los interesados.

4.4 División de Generación

4.4.1 Revisar y elevar a la Gerencia de Electricidad las propuestas de modificación del presente procedimiento.

4.4.2 Revisar y someter a la aprobación de la Gerencia de Electricidad los términos de referencia correspondientes a cada concurso para selección de proyectos y plantas existentes, así como cualquier modificación a los mismos.

4.4.3 Participar en los actos de apertura de las propuestas que se reciban con motivo de cada convocatoria a concurso para selección de proyectos y plantas existentes.

4.4.4 Revisar el informe de la evaluación y ordenamiento de las propuestas, así como recomendar a la Gerencia de Electricidad el Orden Prioritario de Contratación para cada concurso para selección de proyectos y plantas existentes.

4.5 Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División Generación

4.5.1 Revisar y proponer las actualizaciones cuando corresponda al presente procedimiento.

4.5.2 Elaborar, con base en las instrucciones del Jefe de la División Generación y con la colaboración de la Dirección Planificación y Sostenibilidad, los términos de referencia aplicables para cada concurso para selección de proyectos y plantas existentes que se promueva al amparo de este procedimiento.

4.5.3 Coordinar la publicación de las convocatorias a concursos para la selección de proyectos y plantas existentes.

4.5.4 Atender las consultas que realicen los interesados en presentar propuestas durante el período establecido y proponer las modificaciones a los términos de referencia que se requieran.

4.5.5 Comunicar oportunamente a todos los participantes en el concurso cualquier aclaración o modificación a los términos de referencia que autorice la Gerencia de Electricidad.

4.5.6 Recibir las propuestas al concurso que se publique y coordinar con las dependencias correspondientes la revisión de los documentos legales, financieros y técnicos que forman parte de estas.

4.5.7 Realizar el informe de la evaluación de las propuestas y elaborar el orden de mérito de conformidad con los términos de referencia del concurso.

4.5.8 Coordinar la publicación y comunicar a los participantes el resultado del concurso (Orden Prioritario de Contratación).

4.5.9 Elaborar el borrador de las respectivas Cartas de Compromiso que se suscribirán con los interesados dueños de los proyectos y plantas existentes que resulten seleccionados de conformidad con el Orden Prioritario de Contratación y coordinar la firma de la Gerencia de Electricidad y el Interesado.

4.5.10 Confeccionar y administrar los expedientes administrativos independientes para cada convocatoria a concurso, así como para cada proyecto y planta existente que resulte seleccionado (a).

5. TÉRMINOS, ABREVIATURAS

5.1. Términos

Carta de Compromiso: Documento que firmará el ICE con los dueños de los proyectos y plantas existentes que resulten seleccionados en el concurso y en el cual se detallan los requisitos establecidos en la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento, que se deben cumplir previo a la firma del contrato, así como el plazo para dicho cumplimiento.

Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas (Concesión de Aguas): Es el acto administrativo, emitido por el MINAE, por el cual se autoriza a un Interesado, la utilización de las fuerzas hidráulicas para generación de electricidad.

Concesión de Servicio Público de Generación (Concesión de Generación): Es el acto administrativo, emitido por la ARESEP, para la explotación de centrales eléctricas de limitada capacidad, la cual constituye la concesión para la prestación del servicio público de generación de electricidad.

Contrato para compra de excedentes de energía: Es el contrato que suscribe el interesado con el ICE, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales el interesado le suministra al ICE la energía eléctrica generada en la planta, una vez satisfecha sus propias necesidades de energía, todo con fundamento en la Ley 7200 sus reformas y reglamentos.

Contrato de conexión: Es el Contrato de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya sea en transmisión o en distribución, que suscribe el interesado con el ICE o el propietario de red que corresponda, en donde se establecen las condiciones bajo los cuales se brindará el acceso, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las Partes. Elegibilidad: Manifestación previa a la firma del contrato que emite el ICE, ante una propuesta del Interesado, indicando que dicha propuesta cumple con los requisitos exigidos por la legislación vigente.

Energía eléctrica: La energía eléctrica lo será el excedente que tenga el productor en el punto de medición, luego de abastecer las necesidades propias. Según artículo 15 de la Ley 7200. Informe de Viabilidad: Informe en el que se detallan las características básicas y se describen los estudios técnicos, económicos y financieros que demuestran que el proyecto es realizable. Interesado: Corresponde a la empresa privada o cooperativa de electrificación rural dueña de un proyecto o planta existente que manifiesta su voluntad de vender energía eléctrica al ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y Reglamento.

Orden Prioritario para Contratación: Clasificación que hará el ICE de todas las propuestas recibidas, de acuerdo con el criterio de comparación establecido en los términos de referencia

para cada convocatoria y sobre la base a partir de la cual realizará la contratación de las empresas privadas de generación eléctrica o de las cooperativas de electrificación rural para la compra de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200.
Planta Existente: Corresponde a aquellas plantas de generación que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tienen un contrato vigente con el ICE, para compra de energía eléctrica. Además, aquellas que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tuvieron un contrato para compra de energía eléctrica con el ICE y cuyo plazo de vigencia ha llegado a su término.
Proyecto: Corresponde a aquellas propuestas para el desarrollo de plantas de generación eléctrica cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad.
Publicación: Se refiere a publicar en el Diario Oficial La Gaceta.
Sistema Eléctrico Nacional: Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.
Términos de referencia: Documento que acompaña cada convocatoria y en el cual se establecen los criterios de selección que contienen requisitos técnicos y legales necesarios y con los que deberá cumplir cada interesado en el momento de presentar su propuesta, así como los criterios que se utilizarán por parte ICE para establecer el Orden Prioritario para Contratación.

5.2. Abreviaturas

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.
MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía.
SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
SETENA: Secretaría Técnica Nacional Ambiental.

6. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO O CONTENIDO

6.1 Procedimiento de Selección

6.1.1 El ICE, a través de la Gerencia de Electricidad y mediante un concurso, selecciona los proyectos y plantas existentes más convenientes de conformidad con las necesidades del SEN para el interés público con los cuales suscribirá contratos para compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

6.1.2 La Gerencia de Electricidad, cuando lo considere necesario y conveniente para el SEN, autoriza a la División Generación para que proceda a publicar una convocatoria a un concurso para seleccionar los proyectos y plantas existentes con los cuales suscribirá contratos para compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

6.1.3 La fuente primaria de energía, la potencia máxima a contratar y los criterios para la selección de los proyectos y plantas existentes son establecidos en los términos de referencia del concurso, como el beneficio para el costo de la energía en virtud de la oferta de precio acorde con el modelo tarifario vigente y cualquier otro que se estime pertinente para garantizar la valoración de los proyectos.

6.1.4 Todos los Interesados que cuenten con una elegibilidad vigente, acorde con lo que establece la Ley N°7200, y cumplan con los términos de referencia publicados pueden participar en el concurso, para lo cual el Proceso Comercialización Mayorista de Energía, recibe la manifestación de interés del interesado dentro del período indicado en la convocatoria, y entregar la documentación requerida de conformidad con los Términos de Referencia incluidos en la convocatoria a cada concurso que se publique.
6.1.5 El Proceso Comercialización Mayorista de Energía analiza las propuestas y selecciona aquellas que cumplan con todos los requisitos, hasta por la potencia máxima a contratar establecida en los Términos de Referencia del concurso. Posteriormente, remite las recomendaciones a la Gerencia de Electricidad por medio de la División Generación.
6.1.6 La Gerencia de Electricidad, aprueba o rechaza de forma motivada las recomendaciones indicadas anteriormente, y autoriza a la División Generación a la publicación en el Diario Oficial La Gaceta los resultados del concurso, indicando los proyectos seleccionados, dentro del plazo máximo de tres meses a partir de la fecha de cierre del período de recepción de propuestas.
6.1.7 Cada uno de los Interesados, cuyos proyectos y plantas existentes sean seleccionados, podrá suscribir con el ICE una Carta de Compromiso en la que se establecen los requisitos para la firma del contrato, de conformidad con lo que establece la Ley N°7200 sus reformas y su Reglamento.
6.1.8 Dentro del plazo que se señale en la Carta de Compromiso, el ICE recibe de parte del Interesado la evidencia del cumplimiento de cada uno de los requisitos previos a la firma del contrato. Al vencimiento del plazo previsto, si el Interesado no ha cumplido con la totalidad de los requisitos, expira el compromiso adquirido por el ICE con el Interesado para la firma del contrato, liberándose el ICE de cualquier responsabilidad civil, penal, así como de daños y perjuicios, pudiendo el Interesado participar en futuros concursos.
6.2 Invitación a participar
6.2.1 La Gerencia de Electricidad, a través del Proceso Comercialización Mayorista de Energía, publica en el Diario Oficial La Gaceta la convocatoria a participar en el concurso para selección de proyectos y plantas existentes, indicando la fuente de energía y la cantidad de potencia que se pretende contratar, así como las fechas de apertura y de recepción de las propuestas.
6.2.2 El Proceso Comercialización Mayorista de Energía– División Generación, pone a disposición y suministrará a los Interesados las condiciones específicas o Términos de Referencia que se utilizarán para la selección de los proyectos o plantas existentes de generación, así como el modelo de carta de compromiso que se firmará con los Interesados que resulten seleccionados y el modelo de contrato de compra de excedentes de energía eléctrica que se propone.

6.3 Presentación de propuestas

6.3.1 Una vez abierto el período de recepción de propuestas definido en cada convocatoria, los Interesados podrán realizar las consultas sobre los términos de referencia que estimen pertinentes, en caso de no realizar ninguna consulta se entenderá que el Interesado acepta irrevocablemente dichos términos. Por su parte, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía atenderá las consultas y propondrá las modificaciones a los términos de referencia que se requiera, estas últimas en conjunto con la Dirección de Planificación y Sostenibilidad.

6.3.2 La División de Generación revisa y somete a la aprobación de la Gerencia de Electricidad las modificaciones a los términos de referencia que se requieran, así como cualquier extensión en el plazo para la entrega de las propuestas.

6.3.3 El Proceso Comercialización Mayorista de Energía comunica a los Interesados, mediante publicación en el Diario Oficial La Gaceta, cualquier modificación en los términos de referencia o en el plazo para entrega de las propuestas.

6.3.4 En la fecha señalada para la entrega, el ICE recibe de parte de los interesados su propuesta, que incluye como mínimo la siguiente información:

a) Carta de presentación.
b) Documentación legal que lo acredite como propietario del proyecto o de la planta existente.
c) Documentación técnica sobre el proyecto de generación propuesto o de la planta existente.
d) Documentos que respalden el cumplimiento de los demás requisitos que se establezcan en los términos de referencia.

6.3.5 El Proceso Comercialización Mayorista de Energía revisa el contenido de la propuesta, una vez recibida. En caso de que el Interesado hubiese omitido parte de la información mínima establecida en los términos de referencia, le concederá un plazo máximo de cinco días hábiles, contados a partir del día siguiente de la notificación del ICE para que subsane la deficiencia. Transcurrido dicho plazo sin haberse realizado la corrección respectiva, la propuesta queda sin efecto y será devuelta al Interesado, quedando el ICE liberado de toda responsabilidad civil, penal, incluyendo el pago por concepto de daños y perjuicios.

6.4 Establecimiento del Orden Prioritario para Contratación

6.4.1 La Gerencia de Electricidad, mediante los términos de referencia, define los criterios para establecer el Orden Prioritario para Contratación para cada concurso para selección de proyectos y plantas existentes, tomando en consideración las particularidades de la fuente primaria de generación y la operación del SEN.

6.4.2 El Proceso Comercialización Mayorista de Energía ordena las propuestas en función de la calificación que resulte de aplicar los criterios de valoración que se indiquen en los términos de referencia aplicables al concurso.

6.4.3 Dentro del plazo previsto de 3 meses para el estudio de las propuestas, la Gerencia de Electricidad aprobará el Orden Prioritario para Contratación, de conformidad con los criterios y el procedimiento que se establece en los términos de referencia.

6.4.4 La Gerencia de Electricidad selecciona aquellos proyectos y plantas existentes, de acuerdo con el Orden Prioritario para Contratación establecido, hasta que la suma de

potencias ofrecidas sea igual o menor a la potencia que se requiere contratar según lo estipulado en los términos de referencia del concurso.

6.5 Validación de los resultados del procedimiento de Selección

La validación de los trámites del procedimiento de selección de proyectos y plantas existentes es realizada según se indica a continuación:

6.5.1 El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía verifica que durante la realización de todo el procedimiento se cuente con personal con competencia técnica.

6.5.2 El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía valida, en conjunto con las áreas de competencia, los resultados de la calificación de los proyectos propuestos con base en los criterios detallados en los términos de referencia para el concurso.

6.5.3 El Jefe de la División de Generación revisa y aprueba el informe de la evaluación de las propuestas que será remitido a la Gerencia Electricidad.

6.5.4 La Gerencia de Electricidad con base en el informe de la División Generación aprueba el Orden Prioritario para Contratación con la lista de los proyectos y plantas existentes seleccionados en el concurso, con los cuales el ICE formalizará el contrato para compra de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, una vez que cumplan con los requisitos establecidos en el marco normativo. En caso de que la Gerencia de Electricidad apruebe un Orden distinto a la recomendación de la División Generación, deberá emitir un oficio motivando su decisión. La Gerencia de Electricidad informa a la Gerencia General de la decisión tomada.

6.6 Formalización de la selección

6.6.1 La Gerencia de Electricidad, a través del Proceso Comercialización Mayorista de Energía publica los resultados del concurso en el Diario Oficial La Gaceta. Los Interesados son notificados por el Proceso Comercialización Mayorista de Energía por el medio oficial incluido por ellos en la nota de presentación de su propuesta.

6.6.2 Los Interesados que resulten seleccionados podrán suscribir la Carta de Compromiso en la fecha en la que el Proceso Comercialización Mayorista de Energía los convoque. En caso de que, por cualquier motivo, un Interesado no formalice la Carta de Compromiso, la Gerencia de Electricidad puede sustituirlo con el siguiente proyecto o planta existente, según el concurso correspondiente y al que se haya corroborado el cumplimiento de requisitos, según el Orden Prioritario para Contratación, sin que ello genere ningún tipo de responsabilidad para el ICE.

6.6.3 Al suscribir la Carta de Compromiso, el Interesado debe comprometerse a cumplir con los requisitos que el ICE defina durante la publicación del concurso, dentro del plazo de vigencia de la Carta de Compromiso, de los cuales se citan:

a) Para el caso de proyectos, obtener la aceptación por parte del ICE, del Informe de Viabilidad del proyecto.
b) Para el caso de proyectos, obtener la declaratoria de Viabilidad Licencia Ambiental (VLA) por parte de la SETENA.

c) Para el caso de proyectos y plantas existentes hidroeléctricos, obtener por parte del MINAE la Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para generación de electricidad.
d) Para el caso de proyectos y plantas existentes, obtener por parte de la ARESEP la Concesión de Servicio Público de Generación.
e) Obtener la asignación del punto de conexión Nacional o Regional.
f) Otros requisitos establecidos en los términos de referencia.

6.6.4 El Interesado deberá demostrar, a satisfacción del ICE y dentro del plazo estipulado, el cumplimiento de los requisitos contenidos en la Carta de Compromiso para suscribir el Contrato para Compra de Excedentes de Energía Eléctrica y el Contrato de Conexión.

Se anexa diagrama de flujo correspondiente a la descripción del contenido de este documento.

6 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN

La División Generación de la Gerencia de Electricidad coordinará la revisión y actualización del presente documento y planteará las modificaciones que estime pertinentes.

7 DEROGATORIA

Este documento deroga al "Procedimiento para la Selección de Proyectos y Plantas existentes de Generación para Venta de Electricidad al ICE Ley 7200 (Capítulo I) versión 2.

8 VIGENCIA

Este documento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Procedimiento para la Formalización de Contratos para Compra de Excedentes de Energía por Procesos de Selección, Capítulo I, Ley 7200, versión 1.

0 INTRODUCCIÓN

La Ley 7200 promulgada en el año 1990, autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y faculta al ICE a suscribir contratos de compra de excedentes de energía con empresas privadas interesadas en desarrollar nuevas centrales de generación de hasta 20 MW que utilicen como fuente primaria el agua (hidroelectricidad) o fuentes no convencionales, tales como eólica, solar y biomasa.

Esta ley fue reformada en el año 1995 mediante la Ley 7508, recogiendo lo referente al régimen de generación autónoma o paralela contemplado en la versión original de la ley, con algunas modificaciones, en lo que se denominó Capítulo I. En esta reforma se adicionó un segundo régimen de contratación, que corresponde a la contratación por competencia de precios, al que se denominó Capítulo II.

La Ley 7200 fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 20346-MINEREM, que fue derogado por el artículo 28 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela", aprobado mediante el Decreto Ejecutivo 37124 del 19 de marzo del 2012. Decreto que a su vez fue modificado mediante el Decreto Ejecutivo 43700 del 05 de setiembre del 2022.

Este procedimiento se refiere al Capítulo I, es decir a la generación eléctrica autónoma o paralela, en cuyo caso el interés del ICE se centra exclusivamente en la compra de excedentes de energía y que, por tanto, es el interesado quien asume toda responsabilidad asociada con el desarrollo de las instalaciones necesarias para la generación de electricidad.

El marco legal aplicable a este régimen de compra de excedentes de energía le asigna al ICE una serie de funciones y obligaciones tendientes a garantizar que la actividad privada se desarrolle dentro del marco de la seguridad jurídica y comercial y a la vez se garantice la seguridad y continuidad del Sistema Eléctrico Nacional, todo lo cual debe estar debidamente contemplado en el documento con el cual se formalice la relación del ICE con el desarrollador y propietario de la planta de generación eléctrica.

1 PROPÓSITO

Describir las actividades asociadas con la formalización de los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica que suscribe el ICE al amparo del capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento, producto de un proceso de selección de proyectos o plantas existentes.

2 ALCANCE

Este procedimiento regula la actuación del ICE en relación con la formalización de los contratos para la compra de excedentes de energía por parte del ICE con los propietarios de los proyectos o plantas existentes de generación eléctrica que resulten elegidos en los concursos para selección que promueva el ICE al amparo de lo dispuesto en el Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento y que cumplan con los requisitos que se establecen en el marco normativo y se detallan en las cartas de compromiso.

3 DOCUMENTOS APLICABLES

Código	Título
Ley 6227	Ley General de la Administración Pública.
Ley 7200	Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, publicada en La Gaceta No. 197 del 18 de octubre de 1990.
Ley 7593	Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, publicada en La Gaceta N°169 del 5 de setiembre de 1996, en cuanto le confiere a la ARESEP las facultades asignadas al SNE en la Ley 7200 y sus reformas.
Ley 7508	Reformas a la Ley N°7200, publicada en la Gaceta No. 104 del 31 de mayo de 1995
Ley 8723	Ley Marco de Concesión para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica, la cual faculta al MINAET para el otorgamiento de dichas concesiones.
37124-MINAET	Decreto Ejecutivo 37124-MINAET, publicado en el Alcance Digital N°72 a La Gaceta del 5 de junio del 2012, correspondiente al Reglamento al Capítulo I de la ley 7200.
43700-MINAE	Decreto Ejecutivo 43700 del 05 de setiembre del 2022
C-119-2021	Criterio de la Procuraduría General de la República
AR-NT-POASEN	Norma Técnica “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” (AR-NT-POASEN), emitida por la

	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos – ARESEP, publicada en el Alcance N°12 a La Gaceta N°69 del 8 de abril del 2014y sus modificaciones publicadas en el Alcance 57 a La Gaceta 146 del 29 de julio del 2015 y en el Alcance 25 a La Gaceta 37 del 23 de febrero del 2016.

4 RESPONSABILIDADES

4.1 Gerencia General

4.1.1 Dirigir y supervisar la gestión de la Gerencia de Electricidad velando por la aplicación efectiva del presente Procedimiento y sus modificaciones.

4.2 Gerencia Electricidad

4.2.1 Definir y aprobar el modelo de contrato en el que se establecen los términos y condiciones para la compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.

4.2.2 Informar para lo que corresponda a la Gerencia General sobre la autorización que emita a la División Generación para la formalización de los contratos para compra de energía.

4.2.3 Autorizar a la División de Generación a llevar a cabo las gestiones para la formalización de los contratos para compra de energía.

4.2.4 Aprobar y autorizar las prórrogas al periodo de vigencia de las cartas de compromiso.

4.2.5 Firmar los documentos pertinentes para formalizar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica correspondientes a los proyectos que hayan sido seleccionados como resultado de los concursos, una vez cumplidos los requisitos previos establecidos en la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento y detallados en la carta de compromiso.

4.2.6 Remitir a la ARESEP, para su correspondiente refrendo, los documentos suscritos para formalizar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica.

4.2.7 Aprobar y autorizar las prórrogas a los plazos de cumplimiento de las fechas garantizadas para iniciar la construcción y para iniciar la operación comercial, según lo estipulado en los contratos para compra de energía.

4.2.8 Resolver los recursos administrativos que se presenten en las etapas de formalización y ejecución de los contratos para compra de energía.

4.3 División de Generación

4.3.1 Revisar y solicitar a la Gerencia Electricidad la ratificación de la autorización para llevar a cabo las gestiones pertinentes para formalizar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica con los proyectos que hayan sido seleccionados como resultado de los concursos.

4.3.2 Revisar y proponer a la Gerencia Electricidad las modificaciones al modelo de contrato.

4.3.3 Revisar y recomendar a la Gerencia Electricidad la autorización o rechazo de las prórrogas al periodo de vigencia de las cartas de compromiso.

4.3.4 Revisar y recomendar a la Gerencia Electricidad la firma de los documentos pertinentes para formalizar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica correspondientes a proyectos seleccionados.

4.3.5 Revisar y recomendar a la Gerencia Electricidad la autorización o rechazo de las prórrogas a los plazos de cumplimiento de las fechas garantizadas para el inicio de la construcción y para el inicio de la operación comercial.

4.4 Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación

4.4.1 Recibir y revisar los informes de avance en las gestiones para el cumplimiento de los requisitos previos para la firma de contrato al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento, que presenten los propietarios de los proyectos seleccionados.

4.4.2 Recibir y analizar las solicitudes de prórroga al plazo de vigencia de las cartas de compromiso.

4.4.3 Elaborar el informe con la recomendación para trasladar la solicitud de prórroga al plazo de vigencia de las cartas de compromiso a la Gerencia Electricidad.

4.4.4 Comunicar a los interesados las resoluciones que emita la Gerencia Electricidad en relación con las solicitudes de prórroga al plazo de vigencia a las cartas de compromiso.

4.4.5 Recibir y coordinar la revisión del informe de viabilidad técnica y financiera del proyecto por parte de especialistas técnicos del ICE.

4.4.6 Comunicar a los interesados el resultado de la revisión del informe de viabilidad técnica y financiera.

4.4.7 Recibir y dar trámite oportuno a las manifestaciones de interés por parte del productor privado para firmar los contratos de compra de excedentes de energía, una vez verificado el cumplimiento de los requisitos estipulados en la carta de compromiso.

4.4.8 Elaborar la recomendación para solicitar la ratificación de la autorización de la Gerencia Electricidad para llevar a cabo las gestiones pertinentes para firmar el contrato para compra de excedentes de energía eléctrica.

4.4.9 Elaborar el borrador del contrato con base en el modelo de contrato aprobado por la Gerencia Electricidad vigente.

4.4.10 Remitir el borrador del contrato a la División Jurídica y la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) para su revisión y comentarios.

4.4.11 Una vez incorporadas las observaciones, enviar el borrador del contrato al productor privado para su aprobación.

4.4.12 Recibir, analizar y someter a la consideración de la División Jurídica y la DOSCE, según corresponda, las observaciones que realice el productor privado al contrato. Finalmente, incorporar en los documentos las observaciones que se consideren pertinentes.

4.4.13 Una vez alcanzado el acuerdo, solicitar a la empresa la presentación de los documentos legales que demuestren el cumplimiento de los requisitos estipulados en el marco legal para suscribir el contrato.

4.4.14 Remitir los documentos legales requeridos para la firma del contrato a la División Jurídica para su revisión y aprobación.

4.4.15 Una vez verificado la idoneidad de los documentos legales, remitir a la División Jurídica, por medio electrónico, el texto de contrato para firma a efectos del visto bueno.

4.4.16 Coordinar la firma del contrato y elaborar la recomendación a la Gerencia Electricidad para su firma y envío a refrendo.

4.4.17 Administrar los Contratos para Compra de excedentes de energía suscritos, verificando el cumplimiento de los compromisos, por parte del productor privado, en relación con la construcción de la planta.
4.4.18 Verificar el cumplimiento de los requisitos y coordinar la realización de las pruebas pertinentes para autorizar el inicio de la operación comercial de la planta.
4.4.19 Emitir el inicio de operación comercial una vez superada la etapa de operación supervisada.
4.4.20 Confeccionar y mantener actualizado el expediente administrativo del proceso de formalización del contrato.
4.5 División Jurídica
4.5.1 Revisar el borrador de los contratos para compra de excedentes de energía a suscribir al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas y su reglamento, comunicando al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación de la División de Generación el resultado de la revisión.
4.5.2 Revisar los documentos legales requeridos para la firma de los contratos y verificar el cumplimiento, por parte del productor privado, de los requisitos que se establecen en la Ley 7200 y sus reformas y su reglamento para brindar el servicio público de generación.
4.5.3 Comunicar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión, señalando en caso necesario, los incumplimientos encontrados.
4.5.4 Emitir el visto bueno a los contratos para compra de excedentes de energía a firmar.
4.5.5 Brindar apoyo notarial al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación en el proceso de firma de los contratos que se suscriban al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.
4.6 División Operación y Control del Sistema Eléctrico
4.6.1 Revisar el borrador de los contratos para compra de excedentes de energía a suscribir al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas y reglamento, comunicando al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión.
4.6.2 Colaborar con el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación, brindando el soporte para la revisión de la documentación técnica que se reciba durante la construcción de la planta, relativa a la operación interconectada de la misma al SEN.
4.6.3 Llevar a cabo las pruebas necesarias para verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos para los equipos de generación y sus sistemas de control, así como para los sistemas de medición, telecontrol y comunicaciones, según lo establecido en el Contrato y los protocolos vigentes.
4.6.4 Informar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División Generación los resultados de las pruebas.
4.7 Dirección de Gestión de Servicios No Regulados
4.7.1 Revisar y analizar el informe de viabilidad del productor privado, sobre estudios técnicos que demuestran en forma fehaciente y exhaustiva la viabilidad del proyecto en términos de la

razonabilidad de las premisas, de la profundidad de los análisis y de la solidez de las conclusiones.

4.8 Gerencia de Finanzas

4.8.1 Revisar y analizar el informe de viabilidad del productor privado, sobre los estudios económicos y financieros, en términos de la razonabilidad de las premisas, de la profundidad de los análisis y de la solidez de las conclusiones.

4.9 Dirección Planificación y Sostenibilidad

4.9.1 Realizar, cuando corresponda a redes propiedad o administradas por el ICE, el estudio de conexión para la planta.

4.9.2 Revisar y analizar el informe de viabilidad del productor privado, sobre estudios técnicos que demuestran en forma fehaciente y exhaustiva la viabilidad del proyecto en términos de la razonabilidad de las premisas, de la profundidad de los análisis y de la solidez de las conclusiones.

4.10 De la División Transmisión / División Distribución y Comercialización

4.10.1 Elaborar y formalizar el Contrato de Conexión en coordinación del Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación, cuando corresponda a redes propiedad o administradas por el ICE.

4.10.2 Coordinar con el administrador del contrato para compra de excedentes de energía el seguimiento de la construcción del módulo de conexión de la planta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cuando corresponda.

4.10.3 Llevar a cabo las pruebas necesarias para garantizar la conexión segura de la planta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), según el protocolo de inspección vigente.

5 TÉRMINOS, SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

5.1. Términos

Administrador de contrato: Funcionario del Proceso Comercialización Mayorista de la División Generación designado por la Gerencia de Electricidad como responsable de la ejecución de contrato.

Carta de Compromiso: Documento que firmará el ICE con los dueños de los proyectos y plantas existentes que resulten seleccionados en el concurso y en el cual se detallan los requisitos establecidos en la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento, que se deben cumplir previo a la firma del contrato, así como el plazo para dicho cumplimiento.

Concesión para el Aprovechamiento de Fuerzas Hidráulicas (Concesión de Aguas): Es el acto administrativo, emitido por el MINAE, por el cual se autoriza a un Interesado, la utilización de las fuerzas hidráulicas para generación de electricidad.

Concesión de Servicio Público de Generación (Concesión de Generación): Es el acto administrativo, emitido por la ARESEP, para la explotación de centrales eléctricas de limitada capacidad, la cual constituye la concesión para la prestación del servicio público de generación de electricidad.

Contrato para compra de excedentes de energía: Es el contrato que suscribe el interesado con el ICE, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales el interesado le suministra al ICE la energía eléctrica generada en la planta, una vez satisfecha sus propias necesidades de energía, todo con fundamento en la Ley 7200 sus reformas y reglamentos.

Contrato de conexión: Es el Contrato de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya sea en transmisión o en distribución, que suscribe el interesado con el ICE o el propietario de red que corresponda, en donde se establecen las condiciones bajo los cuales se brindará el acceso, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las Partes.
Contrato de suministro: Documento de acuerdo suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.
Convenio de conexión: Acto administrativo que suscribe el ICE con la empresa distribuidora, con el fin de que el punto de conexión otorgado por la empresa distribuidora al Productor Privado se convierta en punto adicional de entrega de energía del ICE a dicha empresa distribuidora de conformidad con el Reglamento a la Ley 7200.
Elegibilidad: Manifestación previa a la firma del contrato que emite el ICE, ante una propuesta del Interesado, indicando que dicha propuesta cumple con los requisitos exigidos por la legislación vigente.
Energía eléctrica: La energía eléctrica lo será el excedente que tenga el productor en el punto de medición, luego de abastecer las necesidades propias. Según artículo 15 de la Ley 7200.
Gestor de contratos: Funcionario del Proceso Comercialización Mayorista de la División Generación encargado del proceso de formalización del contrato.
Informe de Viabilidad: Informe en el que se detallan las características básicas y se describen los estudios técnicos, económicos y financieros que demuestran que el proyecto es realizable.
Interesado o Productor Privado: Corresponde a la empresa privada o cooperativa de electrificación rural dueña de un proyecto o planta existente que manifiesta su voluntad de vender energía eléctrica al ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y Reglamento.
Planta Existente: Corresponde a aquellas plantas de generación que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tienen un contrato vigente con el ICE, para compra de energía eléctrica. Además, aquellas que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tuvieron un contrato para compra de energía eléctrica con el ICE y cuyo plazo de vigencia ha llegado a su término.
Proyecto: Corresponde a aquellas propuestas para el desarrollo de plantas de generación eléctrica cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad.
SEN: Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

5.2. Abreviaturas

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
CCSS: Caja Costarricense de Seguro Social.
DOCSE: División Operación y Control del Sistema Eléctrico.
FODESAF: Fondo de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares.
ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía.
POASEN: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional.
SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
SETENA: Secretaría Técnica Nacional Ambiental.

6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO O CONTENIDO

6.1 Cumplimiento requisitos para firma de contrato

6.1.1 Al suscribir la Carta de Compromiso, el Productor Privado se compromete a cumplir con los siguientes requisitos, dentro del plazo de vigencia de esta, para optar por la firma del Contrato para Compra de excedentes de energía con el ICE:

a) Obtener la declaratoria de Viabilidad Licencia Ambiental (VLA) por parte de la SETENA.
b) Para el caso de proyectos hidroeléctricos, obtener la Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para generación de electricidad por parte del MINAE.
c) Obtener la Concesión de Servicio Público de Generación por parte de la ARESEP.
d) Obtener la aceptación del Informe de Viabilidad del proyecto por parte del ICE.
e) Gestionar el estudio de conexión definitivo, obtener la asignación del punto de conexión y formalizar el Contrato de Conexión con el propietario del punto asignado.
f) Manifestar formalmente su aceptación a los términos y condiciones del contrato para compra de energía.
g) Mantener una declaratoria de elegibilidad vigente.

6.1.2 Con la periodicidad que se establezca en la Carta de Compromiso, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación recibe los informes de avance presentados por el productor privado de las gestiones para el cumplimiento de los requisitos para la firma del contrato para compra de excedentes de energía, adjuntando la documentación pertinente.

6.1.3 En caso necesario el Productor Privado solicita la prórroga al plazo de vigencia de la Carta de Compromiso.

6.1.4 Una vez recibida la solicitud de prórroga, el Gestor de Contratos analiza el caso y elaborará la recomendación para que el jefe de la División de Generación someta a la consideración de la Gerencia Electricidad la solicitud de prórroga al plazo de vigencia de la Carta de Compromiso.

6.1.5 El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación procede a comunicar al Productor Privado lo resuelto por la Gerencia Electricidad y, en caso de rechazo, gestionará el finiquito de la Carta de Compromiso.

6.1.6 Una vez que el Productor Privado cumpla con todos los requisitos, solicita formalmente la firma del contrato ante el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación.

6.2 Elaboración de documentos

6.2.1 El Gestor de Contratos revisa la solicitud presentada por el Productor Privado y elaborará la recomendación para que el jefe de la División de Generación le solicite al Gerente de Electricidad la confirmación de la autorización para proceder con la formalización del Contrato para Compra de Excedentes de Energía.

6.2.2 En paralelo, el Gestor de Contratos procede a elaborar el borrador del contrato que se debe suscribir, tomando como base el modelo aprobado por Gerencia Electricidad que se encuentre vigente en ese momento.

6.2.3 Una vez elaborado, el Gestor de Contratos remite el borrador del contrato a la División Jurídica y a la DOCSE para su revisión y comentarios. Una vez incorporadas las observaciones de estas áreas, enviará el borrador del contrato al Productor Privado para su consideración.

6.2.4 En caso de que el Productor Privado tenga observaciones, las mismas son remitidas a la División Jurídica o a la DOCSE, según corresponda, para su análisis y comentarios. Finalmente, el Gestor de Contratos incorporará en el contrato las observaciones que considere pertinentes.

6.3 Formalización

6.3.1 Una vez alcanzado el acuerdo, el Gestor de Contratos solicita al Productor Privado la presentación de los documentos legales que demuestren el cumplimiento de los requisitos para formalizar el Contrato para Compra de Excedentes de Energía, a saber:

i. Personería jurídica.
ii. Certificaciones de FODESAF y CCSS.
iii. Certificación que la empresa cumple con el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales.
iv. Certificación que la empresa se encuentra al día con sus obligaciones tributarias ante el Ministerio de Hacienda
v. Declaración jurada de cumplimiento al artículo 3° de Ley 7200.
vi. Certificación de distribución accionaria a nivel de persona física.
vii. Cualquier otro necesario para la formalización del contrato.

6.3.2 El Gestor de Contratos remite los documentos legales requeridos para la firma del Contrato a la División Jurídica para su revisión y visto bueno.

6.3.3 El Gestor de Contratos coordina la firma del contrato, por parte del representante legal del Productor Privado y el Gerente de Electricidad.

6.3.4 El Gestor de Contratos verifica la formalización previa del Contrato de Conexión entre el ICE y el Productor Privado cuando aplique.

6.3.5 El Gestor de Contratos verifica la formalización previa del Convenio de Conexión entre el ICE y el propietario de red cuando aplique.

6.3.6 Una vez firmado el Contrato, el Gestor de Contratos prepara el borrador del oficio mediante el cual la Gerencia Electricidad remitirá a ARESEP los documentos originales firmados, para su correspondiente refrendo.

6.3.7 Una vez que se reciba la resolución de ARESEP con el refrendo, el Gestor de Contratos procede a entregar al Productor Privado el tanto original del Contrato para Compra de Excedentes de energía que le corresponde.

6.4 Construcción de la planta

6.4.1 El Administrador de Contrato da seguimiento al cumplimiento de las obligaciones asociadas con la adquisición de propiedades y derechos, financiamiento y permisos para la

construcción de la planta, previniendo al Productor Privado de sus obligaciones, revisando la documentación de evidencia y registrando el cumplimiento contractual.
6.4.2 El Administrador de Contrato recibe la documentación que presente el Productor Privado en atención a lo dispuesto en el Contrato y coordinará la revisión por parte de la dependencia técnica pertinente. Asimismo, el Administrador de Contrato coordinará, con las dependencias técnicas, la realización de las visitas técnicas pertinentes.
6.4.3 Una vez que el Productor Privado comunique la finalización de las pruebas internas y que tanto la DOCSE como el propietario de la red confirmen el cumplimiento de los requisitos para autorizar la conexión de la planta al SEN, el Administrador de Contrato realizará la visita y coordinará la ejecución de las pruebas finales necesarias para autorizar la conexión de la planta al SEN.
6.4.4 Completadas las pruebas de conexión, el Administrador de Contrato le notifica a la DOCSE, por escrito, el cumplimiento de los requisitos para que ésta autorice el inicio del período de pruebas de operación supervisada.
6.4.5 Completado el período de operación supervisada, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación emite el decreto de inicio de operación comercial.
6.5 Validación de los resultados del trámite de formalización de contratos
La validación de los trámites del proceso de formalización de contratos es realizada según se indica a continuación:
6.5.1 El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación verifica que el desarrollo del proceso se realice con personal con competencia técnica.
6.5.2 El Gestor de Contratos valida, en conjunto con las áreas de competencia (DOCSE, División Transmisión, División Distribución y Comercialización, División Jurídica) que las plantas cumplen con los requisitos técnicos y que los productores privados cumplen con los requisitos, permisos, autorizaciones y obligaciones para ejercer la actividad de generación eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200.
6.5.3 El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación revisa el borrador de los contratos.
6.5.4 La División Jurídica y la DOCSE revisan y aprueban los documentos para la formalización de los contratos.
6.5.5 La Gerencia Electricidad suscribe los documentos para la formalización de los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.
6.5.6 De conformidad con lo dispuesto en el artículo 13° de la Ley 7200, por parte de la Gerencia de Electricidad se solicitará a la ARESEP revisar y emitir su refrendo a los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica que suscriba el ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.
6.5.7 El Gestor de Contratos certifica el cumplimiento de las obligaciones de los productores privados previo a la firma del contrato para compra de excedentes de energía.
6.5.8 El Administrador de Contrato certifica el cumplimiento de las obligaciones de los productores privados en la etapa de ejecución del contrato.

6.5.9 El propietario de la red y DOCSE certifican el cumplimiento de los requisitos técnicos para autorizar la conexión de las plantas al SEN.
6.5.10 El Administrador de Contrato notifica a la DOCSE el cumplimiento de los requisitos para autorizar la conexión de las plantas al SEN.
6.5.11 El Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación emite el decreto de inicio de operación comercial, una vez que las plantas cumplan a satisfacción el periodo de operación supervisada.
7 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN
La División Generación de la Gerencia de Electricidad coordinará la revisión y actualización del presente documento y planteará las modificaciones que estime pertinentes.
8 VIGENCIA
Este documento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Procedimiento para la Modificación o Suscripción de Contratos para Compra de Excedentes de Energía con Plantas Existentes, Capítulo I, Ley 7200, versión 1
0 INTRODUCCIÓN
La Ley 7200 promulgada en el año 1990, autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y faculta al ICE a suscribir contratos de compra de excedentes de energía con empresas privadas interesadas en desarrollar nuevas centrales de generación de hasta 20 MW que utilicen como fuente primaria el agua (hidroelectricidad) o fuentes no convencionales, tales como eólica, solar y biomasa.
Esta ley fue reformada en el año 1995 mediante la Ley 7508, recogiendo lo referente al régimen de generación autónoma o paralela contemplado en la versión original de la ley, con algunas modificaciones, en lo que se denominó Capítulo I. En esta reforma se adicionó un segundo régimen de contratación, que corresponde a la contratación por competencia de precios, al que se denominó Capítulo II.
La Ley 7200 fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 20346-MINEREM, que fue derogado por el artículo 28 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela", aprobado mediante el Decreto Ejecutivo 37124-MINAET del 19 de marzo del 2012. Decreto que a su vez fue modificado mediante el Decreto Ejecutivo 43700-MINAE del 05 de setiembre de 2022. Este procedimiento se refiere exclusivamente al Capítulo I, es decir a la generación eléctrica autónoma o paralela, en cuyo caso el interés del ICE se centra exclusivamente en la compra de excedentes de energía y que, por tanto, es el interesado quien asume toda responsabilidad asociada con el desarrollo de las instalaciones necesarias para la generación de electricidad.
Bajo este régimen la propiedad de las plantas de generación continúa en poder de la empresa privada una vez que expire el contrato, siendo necesario formalizar un nuevo contrato cuando se requiera garantizar la continuidad de la operación de la planta dentro del SEN. Eventualmente, dependiendo de las condiciones, se podría extender la vigencia del contrato.
Durante la ejecución de los contratos se pueden presentar cambios en el entorno, como por ejemplo en normativa técnica, en el marco legal e incluso a nivel de las condiciones particulares de las plantas; cambios que ameritan la realización de ajustes en el texto del

contrato. A tal efecto, en los contratos se incluye una disposición que permite a las partes, de común acuerdo, realizar tales modificaciones mediante la suscripción de adendas.

1 PROPÓSITO

Describir las actividades asociadas con la modificación de los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica suscritos al amparo del capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento, o la suscripción de nuevos contratos con plantas existentes sin mediar un proceso de selección.

2 ALCANCE

Este procedimiento regula la actuación del ICE en relación con la incorporación de modificaciones a los contratos en ejecución, así como para la suscripción de nuevos contratos de compra de excedentes de energía, al vencimiento de los contratos existentes, con los propietarios de plantas de generación de energía eléctrica desarrolladas al amparo de lo dispuesto en el capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento, sin mediar un proceso de selección.

3 DOCUMENTOS APLICABLES

Código	Título
Ley 6227	Ley General de la Administración Pública.
Ley 7200	Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, publicada en La Gaceta 197 del 18 de octubre de 1990.
Ley 7508	Reformas a la Ley 7200, publicada en la Gaceta 104 del 31 de mayo de 1995
Ley 7593	Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, publicada en La Gaceta 169 del 5 de setiembre de 1996, en cuanto le confiere a la ARESEP las facultades asignadas al SNE en la Ley 7200 y sus reformas.
Ley 8723	Ley Marco de Concesión para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica, la cual faculta al MINAET para el otorgamiento de dichas concesiones.
37124-MINAET	Decreto Ejecutivo 37124-MINAET, publicado en el Alcance Digital 72 a La Gaceta del 5 de junio del 2012, correspondiente al Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200.
43700-MINAE	Decreto Ejecutivo 43700 del 05 de setiembre del 2022
C-119-2021	Criterio de la Procuraduría General de la República
AR-NT-POASEN	Norma Técnica “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” (AR-NT-POASEN), emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos – ARESEP, publicada en el Alcance 12 a La Gaceta 69 del 8 de abril del 2014 y sus modificaciones publicadas en el Alcance 57 a La Gaceta 146 del 29 de julio del 2015 y en el Alcance 25 a La Gaceta 37 del 23 de febrero del 2016 y sus modificaciones.

4 RESPONSABILIDADES

4.1 Gerencia General

4.1.1. Dirigir y supervisar la gestión de la Gerencia de Electricidad velando por la aplicación efectiva del presente Procedimiento y sus modificaciones.

4.2 Gerencia Electricidad

4.2.1 Definir y aprobar el modelo de contrato en el que se establecen los términos y condiciones para la compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.

4.2.2 Informar para lo que corresponda a la Gerencia General sobre la autorización que emita a la División Generación para la modificación o suscripción de los contratos para compra de excedentes de energía.

4.2.3 Aprobar el Informe técnico de análisis del precio para compra de excedentes de energía.

4.2.4 Autorizar a la División de Generación a llevar a cabo las gestiones para la modificación o suscripción de los contratos para compra de excedentes de energía cuando sea identificada la conveniencia para el SEN.

4.2.5 Firmar los documentos pertinentes para renovar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica con plantas existentes, una vez cumplidos los requisitos previos establecidos en la Ley 7200, sus reformas y su Reglamento.

4.2.6 Remitir a la ARESEP, para su correspondiente refrendo, los documentos suscritos para renovar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica con plantas existentes.

4.3 División de Generación

4.3.2 Solicitar a la Dirección Planificación y Sostenibilidad analizar la conveniencia de la modificación o suscripción de un contrato para compra de excedentes de energía según las necesidades del SEN.

4.3.3 Solicitar la aprobación del Informe técnico de análisis del precio para compra de excedentes de energía.

4.3.4 Revisar y solicitar a la Gerencia Electricidad la autorización para llevar a cabo las gestiones pertinentes para renovar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica con plantas existentes.

4.3.5 Revisar y recomendar a la Gerencia Electricidad la firma de los documentos pertinentes para renovar los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica con plantas existentes.

4.4 Dirección Planificación y Sostenibilidad

4.4.2 Revisar y analizar la conveniencia de renovar un contrato para compra de excedentes de energía eléctrica con la planta existente según las necesidades del SEN.

4.4.3 Realizar el estudio de conexión definitivo cuando corresponda.

4.5 Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División Generación

4.5.2 Dar seguimiento a los cambios en la normativa aplicable a los contratos para compra de excedentes de energía suscritos al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento para identificar y proponer las modificaciones pertinentes al modelo de contrato.

4.5.3 Recibir y dar trámite oportuno a las manifestaciones de interés para renovar los contratos de compra de excedentes de energía suscritos al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus

reformas y su Reglamento. En caso necesario, tomar la iniciativa para proponer las modificaciones a los contratos vigentes para incorporar los cambios al modelo de contrato.
4.5.4 Verificar que el Productor Privado cuenta con los permisos y autorizaciones necesarias para continuar con la actividad de generación de electricidad y su venta al ICE.
4.5.5 Elaborar el Informe técnico de análisis del precio para compra de excedentes de energía.
4.5.6 Elaborar la recomendación para solicitar la autorización de la Gerencia Electricidad para llevar a cabo las gestiones pertinentes para renovar el contrato para compra de excedentes de energía eléctrica.
4.5.7 Una vez que la Gerencia Electricidad autorice las gestiones, coordinar una visita de inspección a las instalaciones de la planta y llevar a cabo, con el apoyo de especialistas, las pruebas necesarias para evaluar el estado de esta, recomendando las mejoras que se requiera para garantizar la operación segura de la planta.
4.5.8 Contrastar los términos y condiciones del contrato existente con los términos y condiciones vigentes y aprobados por la Gerencia Electricidad y elaborar el borrador de los documentos que se deben suscribir para renovar el contrato.
4.5.9 Remitir el borrador de los documentos a la División Jurídica y la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) para su revisión y comentarios.
4.5.10 Una vez incorporadas las observaciones emitidas por la DOCSE y por la División Jurídica, enviar el borrador de los documentos al Productor Privado para su revisión y comentarios.
4.5.11 Recibir, analizar y someter a la consideración de la División Jurídica y la DOCSE, según corresponda, las observaciones que realice el Productor Privado a los documentos. Finalmente, incorporar en los documentos las observaciones que se consideren pertinentes.
4.5.12 Una vez alcanzado el acuerdo, solicitar a la empresa la presentación de los documentos legales que demuestren el cumplimiento de los requisitos estipulados en el marco legal para suscribir el contrato.
4.5.13 Remitir los documentos legales requeridos para la firma de los documentos de renovación a la División Jurídica para su revisión y aprobación.
4.5.14 Coordinar la firma de los documentos requeridos para la modificación o suscripción del contrato y elaborar la recomendación a la Gerencia Electricidad para su firma y envío a refrendo.
4.5.15 Confeccionar y administrar el expediente administrativo del proceso de modificación o suscripción de contrato.
4.6 División Jurídica
4.6.2 Revisar el borrador de los documentos requeridos para la modificación o suscripción de los contratos para compra de excedentes de energía que se suscriban al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento, comunicando al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión.
4.6.3 Revisar los documentos legales requeridos para la modificación o suscripción de los contratos y verificar el cumplimiento de los requisitos que se establecen en la Ley 7200 y sus reformas para ejercer como productor privado de energía eléctrica.

4.6.4 Comunicar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión, señalando en caso necesario, los incumplimientos encontrados.
4.6.5 Brindar apoyo notarial al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación en el proceso de firma de los documentos requeridos para la modificación o suscripción de los contratos.
4.7 División Operación y Control del Sistema Eléctrico
4.7.2 Colaborar con el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación, brindando el soporte técnico necesario durante la realización de las pruebas para evaluar el estado de la planta cuyo contrato se pretende renovar.
4.7.3 Revisar el borrador de los documentos requeridos para la modificación o suscripción de los contratos para compra de excedentes de energía que se suscriban al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento, comunicando al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación el resultado de la revisión.
4.7.4 Llevar a cabo las pruebas necesarias para verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos para los equipos de generación y sus sistemas de control, así como para los sistemas de medición, telecontrol y comunicaciones, según los protocolos vigentes.
4.7.5 Informar al Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División Generación los resultados de las pruebas.
4.8 División Transmisión / División Distribución y Comercialización
4.8.2 Colaborar con el Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación durante la realización de la visita de inspección, evaluando el estado de las instalaciones de conexión, señalando en caso necesario las modificaciones que se estimen pertinentes.
4.8.3 Formalizar las adendas a los contratos de conexión, o formalizar nuevos contratos de conexión para garantizar la continuidad de la operación de las plantas existentes.
4.8.4 Llevar a cabo las pruebas necesarias para garantizar la conexión segura de la planta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), según el protocolo de inspección vigente.
5 TÉRMINOS, SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS
5.1. Términos
Concesión para el Aprovechamiento de Fuerzas Hidráulicas (Concesión de Aguas): Es el acto administrativo, emitido por el MINAE, por el cual se autoriza a un Interesado, la utilización de las fuerzas hidráulicas para generación de electricidad.
Concesión de Servicio Público de Generación (Concesión de Generación): Es el acto administrativo, emitido por la ARESEP, para la explotación de centrales eléctricas de limitada capacidad, la cual constituye la concesión para la prestación del servicio público de generación de electricidad.
Contrato para compra de excedentes de energía: Es el contrato que suscribe el interesado con el ICE, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales el interesado le suministra al ICE la energía eléctrica generada en la planta, una vez satisfecha sus propias necesidades de energía, todo con fundamento en la Ley 7200 sus reformas y reglamentos.

Contrato de conexión: Es el Contrato de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya sea en transmisión o en distribución, que suscribe el interesado con el ICE o el propietario de red que corresponda, en donde se establecen las condiciones bajo los cuales se brindará el acceso, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las Partes.
Contrato de suministro: Documento de acuerdo suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.
Convenio de conexión: Acto administrativo que suscribe el ICE con la empresa distribuidora, con el fin de que el punto de conexión otorgado por la empresa distribuidora al Productor Privado se convierta en punto adicional de entrega de energía del ICE a dicha empresa distribuidora de conformidad con el Reglamento a la Ley 7200.
Elegibilidad: Manifestación previa a la firma del contrato que emite el ICE, ante una propuesta del Interesado, indicando que dicha propuesta cumple con los requisitos exigidos por la legislación vigente.
Energía eléctrica: La energía eléctrica lo será el excedente que tenga el productor en el punto de medición, luego de abastecer las necesidades propias. Según artículo 15 de la Ley 7200.
Gestor de contratos: Funcionario del Proceso Comercialización Mayorista de la División Generación encargado del proceso de formalización del contrato.
Interesado o Productor Privado: Corresponde a la empresa privada o cooperativa de electrificación rural dueña de un proyecto o planta existente que manifiesta su voluntad de vender energía eléctrica al ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y Reglamento.
Planta Existente: Corresponde a aquellas plantas de generación que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tienen un contrato vigente con el ICE, para compra de energía eléctrica. Además, aquellas que bajo el Capítulo I de la Ley 7200 tuvieron un contrato para compra de energía eléctrica con el ICE y cuyo plazo de vigencia ha llegado a su término.
Proyecto: Corresponde a aquellas propuestas para el desarrollo de plantas de generación eléctrica cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad.
SEN: Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

5.2. Abreviaturas

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
CCSS: Caja Costarricense de Seguro Social.
DOCSE: División Operación y Control del Sistema Eléctrico
FODESAF: Fondo de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares.
ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.
MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía.

POASEN: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional. SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO O CONTENIDO

6.1 Manifestación de interés

6.1.1 Con una antelación no menor a seis (6) meses al vencimiento del Contrato para Compra de Excedentes de Energía, el productor privado podrá manifestar por escrito su interés en renovar el contrato a fin de continuar vendiendo los excedentes de energía eléctrica que tiene disponibles en la planta de generación de su propiedad. En caso de que el contrato se encuentre vencido, el productor privado deberá tramitar una solicitud de elegibilidad.

6.1.2 Una vez recibida la manifestación de interés, el Proceso Comercialización Mayorista de Energía solicita a la Dirección Planificación y Sostenibilidad analizar la conveniencia de renovar el contrato.

6.1.3 El jefe de División Generación, con base en el análisis de la Dirección Planificación y Sostenibilidad, solicita la autorización a la Gerencia Electricidad para llevar a cabo el proceso de negociación tendiente a renovar el contrato o recomienda el rechazo de la solicitud de modificación o suscripción.

6.1.4 La Gerencia de Electricidad con base en la recomendación de la División Generación y el análisis de la Dirección Planificación y Sostenibilidad, autoriza o rechaza de forma motivada según corresponda.

6.1.5 En caso de que la Gerencia de Electricidad no autorice la modificación o suscripción del contrato, procede a comunicar lo resuelto al Productor Privado y ordena a la División Generación el archivo de la gestión.

6.2 Elaboración de documentos.

6.2.1 Una vez que la Gerencia Electricidad autorice la modificación o suscripción del contrato, el Gestor de Contratos coordina una visita de inspección a las instalaciones de la planta y llevara cabo, con el apoyo de especialistas, las pruebas necesarias para evaluar el estado de esta.

6.2.2 Como resultado de la visita, el Gestor de Contratos elabora un informe en el que incluirá las recomendaciones que emitan los especialistas en relación con las eventuales mejoras a la planta que deberá llevar a cabo el propietario para poder optar por la modificación o suscripción del contrato. Dicho informe es remitido al productor privado dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a la realización de la inspección.

6.2.3 En paralelo, el Gestor de Contratos procede a elaborar el borrador de los documentos que se deben suscribir para renovar el contrato, para lo cual contrasta los términos y condiciones del contrato que se pretende renovar con los términos y condiciones consignados en el modelo de contrato aprobado por la Gerencia de Electricidad que se encuentre vigente en ese momento.

6.2.4 Una vez elaborado, el Gestor de Contratos remite el borrador de los documentos a la División Jurídica y a la DOCSE para su revisión y comentarios. Una vez incorporadas las observaciones de estas dependencias, envía el borrador de los documentos al Productor Privado para su consideración.

6.2.5 En caso de que el Productor Privado tenga observaciones, las mismas son remitidas a la División Jurídica o a la DOCSE, según corresponda, para su análisis y comentarios.

Finalmente, el Gestor de Contratos incorpora en los documentos las observaciones que considere pertinentes.

6.3 Formalización

6.3.1 Una vez alcanzado el acuerdo, el Gestor de Contratos solicita al Productor Privado la presentación de los documentos legales que demuestren el cumplimiento de los requisitos para formalizar el Contrato para Compra de Excedentes de Energía, a saber:

i. Personería jurídica.
ii. Certificaciones de FODESAF y CCSS.
iii. Certificación que la empresa cumple con el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales.
iv. Certificación que la empresa se encuentra al día con sus obligaciones tributarias ante el Ministerio de Hacienda.
v. Declaración jurada protocolizada de cumplimiento al artículo 3° de Ley 7200.
vi. Certificación de distribución accionaria a nivel de persona física.
vii. Cualquier otro necesario para la formalización del contrato.

6.3.2 El Gestor de Contratos verifica que el Productor privado cuenta con los permisos y autorizaciones necesarias para continuar con la actividad de generación de electricidad y su venta al ICE y remite los documentos legales a la División Jurídica para su revisión y aprobación. Incluyendo Concesión para el Aprovechamiento de Fuerzas Hidráulicas y la Concesión de Servicio Público de Generación.

6.3.3 El Gestor de Contratos verifica la formalización previa del Contrato de Conexión entre el productor privado y el propietario de red cuando aplique.

6.3.4 El Gestor de Contratos verifica la formalización previa del Convenio de Conexión entre el ICE y el propietario de red cuando aplique.

6.3.5 El Gestor de Contratos verifica la formalización previa del Contrato de Suministro entre el ICE y el propietario de red cuando aplique.

6.3.6 El Gestor de Contratos coordina la firma de los documentos de modificación o suscripción del contrato, por parte del representante legal del Productor Privado y el Gerente de Electricidad.

6.3.7 Una vez firmados los documentos de modificación o suscripción del contrato, el Gestor de Contratos prepara el borrador del oficio mediante el cual la Gerencia Electricidad remite a ARESEP los originales firmados para su correspondiente refrendo.

6.3.8 Una vez que se reciba la resolución de ARESEP con el refrendo a los documentos de modificación o suscripción del contrato, el Gestor de Contratos procede a entregar al Productor Privado el tanto original de los documentos de modificación o suscripción de contrato firmados que le corresponde.

6.4 Validación de los resultados del trámite de modificación o suscripción de contratos

La validación de los trámites del proceso de modificación o suscripción de contratos es realizada según se indica a continuación:

6.4.1 El Coordinador del Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación verifica que el desarrollo del proceso se realice con personal con competencia técnica.

6.4.2 El Gestor de Contratos valida, en conjunto con las áreas de competencia (DOCSE, División Transmisión, División Distribución y Comercialización, División Jurídica) que las plantas cumplen con los requisitos técnicos y que los productores privados cumplen con los requisitos, permisos, autorizaciones y obligaciones para ejercer la actividad de generación eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200.
6.4.3 El Coordinador de Proceso Comercialización Mayorista de Energía de la División de Generación revisa el borrador de los documentos para la modificación o suscripción de los contratos.
6.4.4 La División Jurídica y la DOCSE revisan y aprueban los documentos para la modificación o suscripción de los contratos.
6.4.5 La Gerencia Electricidad suscribe los documentos para la modificación o suscripción de los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.
6.4.6 ARESEP, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 13° de la Ley 7200, revisa y emite su refrendo a los documentos que suscriba el ICE con productores privados para la modificación o suscripción de los contratos de compra de excedentes de energía eléctrica al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, sus reformas y su reglamento.
7 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN
La División Generación de la Gerencia de Electricidad coordinará la revisión y actualización del presente documento y planteará las modificaciones que estime pertinentes.

Sr. Carlos Jiménez Aguilar – Secretario Adjunto - Secretaría del Consejo Directivo-Instituto Costarricense de Electricidad.—1 vez.—O.C.Nº 4500234112.—Solicitud Nº 564267.—(IN2025918328).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RE-0001-IT-2025
San José, a las 09:50 horas del 14 de enero de 2025

CONOCE EL INTENDENTE DE TRANSPORTE A.Í. EL ESTUDIO TARIFARIO ORDINARIO DE OFICIO PARA EL SERVICIO DE INSPECCIÓN TÉCNICA VEHICULAR

EXPEDIENTE ET-035-2024

RESULTANDOS:

I. El 2 de marzo de 2002 fue publicado en La Gaceta N°46 el Decreto Ejecutivo N°30184-MOPT, denominado *"Reglamento para la revisión técnica integral de vehículos automotores que circulen por las vías públicas".*

II. El 5 de octubre de 2021, por medio de la resolución RE-0206-JD-2021 publicada en el Alcance N°209 a La Gaceta N°199 del 15 de octubre de 2021, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emitió la *"Política regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos"*.

III. El 8 de noviembre de 2021, por medio de la resolución RE-0211-JD-2021 publicada en el Alcance N°238 a La Gaceta N°225 del 22 de noviembre de 2021, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emitió la *"Política regulatoria de los servicios de movilidad de personas, infraestructura y otros servicios de transporte"*.

IV. El 24 de agosto de 2022, por medio de la resolución 2022-001022 del Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) se otorgó el permiso de uso en precario del servicio de inspección técnica vehicular a la empresa Consorcio Dekra CR (folio 3 del expediente RA-539).

V. El 26 de octubre de 2022, el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) y la empresa Consorcio Dekra CR firmaron el acuerdo de formalización de los términos para la prestación del servicio de inspección técnica vehicular, bajo la modalidad de permiso de uso en precario (folio 3 del expediente RA-539).

VI. Las tarifas vigentes del servicio de inspección técnica vehicular fueron aprobadas por la Aresep el 18 de abril de 2023, mediante la resolución RE-0018-IT-2023, publicada en el Alcance N°69 a La Gaceta N°69 del 21 de abril de 2023.

VII. El 27 de abril de 2023 fue publicado en el Alcance N°73 a La Gaceta N°73, el Decreto Ejecutivo N°43990-MOPT, mediante el cual el Poder Ejecutivo reformó el artículo 22 del Decreto Ejecutivo N°30184-MOPT.

VIII. El 9 de abril de 2024, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos mediante resolución RE-0017-JD-2024, publicada en el Alcance N°78 a La Gaceta Nº73 del 25 de abril de 2024, aprobó la "*Metodología Tarifaria del Servicio de Inspección Técnica Vehicular*" (folios 5 al 113).

IX. El 25 de abril de 2024, mediante el memorando ME-0306-IT-2024, el Intendente de Transporte a.í. instruyó al Área de Regulación Económica y al Área de Apoyo Legal de la Intendencia de Transporte iniciar el estudio tarifario ordinario de oficio para el servicio de inspección técnica vehicular según lo dispuesto por la Junta Directiva de la Aresep en la resolución RE-0017-JD-2024 (folio 2).

X. El 26 de abril de 2024, mediante el oficio OF-0425-IT-2024, la Intendencia de Transporte solicitó al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente tarifario respectivo, al cual se le asignó el consecutivo ET-035-2024 (folio 1).

XI. El 8 de mayo de 2024, por medio del oficio OF-0467-IT-2024, la Intendencia de Transporte solicitó al Consejo de Seguridad Vial (Cosevi) información necesaria sobre el servicio de inspección técnica vehicular para la fijación por primera vez de la metodología tarifaria (folios 3 y 4).

XII. El 21 de mayo de 2024, mediante oficio CSV-DE-1102-2024, el Cosevi solicitó prórroga del plazo para atender lo solicitado en el oficio OF-0467-IT-2024 (folio 116).

XIII. Mediante oficio OF-0521-IT-2024 del 22 de mayo de 2024, la Intendencia de Transporte otorgó una ampliación de plazo de 5 días hábiles adicionales para que el Cosevi presentara la información solicitada (folio 117).

XIV. El 30 de mayo de 2024, los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, quienes indicaron ser apoderados generalísimos sin límite de suma de la empresa Dekra Costa Rica S.A., presentaron oficio DEKRACR-2024-0077 del 27 de mayo de 2024, mediante el cual solicitan la suspensión del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria que se lleva a cabo en el expediente ET-035-2024, así como solicitud de declaratoria de confidencialidad del expediente ET-035-2024 y de la información contenida en este, de manera particular la información de carácter contable, financiera y técnica (folio 120).

XV. El 31 de mayo de 2024, mediante oficio CSV-DE-1192-2024, el Cosevi remitió de manera parcial la información solicitada por la Intendencia de Transporte en el oficio OF-0467-IT-2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

XVI. La Intendencia de Transporte resolvió mediante la resolución RE-0033-IT-2024 del 20 de junio de 2024, en un primer acto administrativo para atender de forma ordenada las gestiones presentadas mediante oficio DEKRACR-2024-0077, la solicitud de suspensión del trámite de fijación tarifaria, la cual fue rechazada por el fondo (folios 144 a 155). Dicha resolución fue notificada a la empresa Dekra Costa Rica S.A. el 21 de junio de 2024 a los correos electrónicos que constan en el expediente (folio 161).

XVII. Mediante oficio OF-0637-IT-2024 del 21 de junio de 2024, la Intendencia de Transporte solicitó al Cosevi información necesaria para atender la gestión de confidencialidad presentada por Dekra Costa Rica S.A. (folios 156 a 159).

XVIII. El 26 de junio de 2024, el Cosevi, mediante oficio CSV-DE-1328-2024, solicitó ampliación de plazo para remitir la información solicitada en el oficio OF-0637-IT-2024 (folio 163).

XIX. El 27 de junio de 2024, la señora Yorleny de la Trinidad Jiménez Monge presentó documento relacionado con las tarifas de inspección técnica vehicular (folios 164 al 216).

XX. El 27 de junio de 2024, mediante oficio OF-0668-IT-2024, la Intendencia de Transporte le otorgó al Cosevi la ampliación de plazo solicitado para que presentara la información requerida (folio 217).

XXI. El 27 de junio de 2024, los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su calidad de apoderados generalísimos sin límite de suma de la empresa Dekra Costa Rica S.A., interpusieron recurso de revocatoria con apelación en subsidio en contra de la resolución RE-0033-IT-2024 (folio 218 a 219).

XXII. El 2 de julio de 2024, mediante el oficio OF-0682-IT-2024 la Intendencia de Transporte remitió acuse de recibo al documento relacionado con la información remitida por la señora Yorleny de la Trinidad Jiménez Monge (folios 220).

XXIII. El 2 de julio de 2024, mediante oficio CSV-DE-1353-2024, el Cosevi respondió las consultas realizadas por la Intendencia de Transporte mediante el oficio OF-0637-IT-2024 y remitió información relacionada con costos y gastos del servicio de inspección técnica vehicular (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

XXIV. El 12 de agosto de 2024, la señora Yorleny de la Trinidad Jiménez Monge remitió documento relacionado con las tarifas de inspección técnica vehicular (folios 221 al 246).

XXV. La Intendencia de Transporte resolvió mediante la resolución RE-0044-IT-2024 del 13 de agosto de 2024, la solicitud presentada por la empresa Dekra Costa Rica S.A. sobre la declaratoria de confidencialidad del expediente ET-035-2024 y de la información contenida en éste para el proceso de fijación tarifaria por la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del servicio de inspección técnica vehicular (folios 324 a 390). Dicha resolución fue notificada a la empresa Dekra Costa Rica S.A. el 13 de agosto de 2024 a los correos electrónicos que constan en el expediente (folio 392).

XXVI. El 19 de agosto de 2024, los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su calidad de apoderados generalísimos sin límite de suma de la empresa Dekra Costa Rica S.A., interpusieron recurso de revocatoria con apelación en subsidio y solicitud de medida cautelar en contra de la resolución RE-0044-IT-2024 (folio 395 a 396).

XXVII. El 21 de agosto de 2024, mediante oficio OF-0927-IT-2024, la Intendencia de Transporte solicitó al Cosevi información del servicio de inspección técnica vehicular (folios 397 a 399).

XXVIII. La Intendencia de Transporte resolvió mediante la resolución RE-0053-IT-2024 del 29 de agosto de 2024, el recurso de revocatoria con apelación en subsidio presentado por la empresa Dekra Costa Rica S.A., contra la resolución RE-0033-IT-2024 del 20 de junio de 2024 (folios 405 a 410). Esta resolución fue notificada a la recurrente el mismo 29 de agosto de 2024 según consta a folio 418 del expediente administrativo.

XXIX. El 3 de setiembre de 2024, dentro del plazo otorgado en la resolución RE-0053-IT-2024, de 3 días posteriores a su notificación para que las partes presentaran sus alegatos ante la Junta Directiva de la Aresep, los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su calidad de apoderados generalísimos sin límite de suma de la empresa Dekra Costa Rica
S.A., presentaron documento para apersonarse al emplazamiento por el recurso de apelación interpuesto en subsidio contra la resolución RE-0033-IT-2024 del 20 de junio de 2024 y presentan en el mismo documento recurso de apelación por inadmisión contra la resolución RE-0053-IT-2024 (folio 420). Estas gestiones fueron trasladadas a la Junta Directiva de la Aresep mediante informe IN-0252-IT-2024 del 11 de setiembre de 2024 (folios 454 a 457).

XXX. El 4 de setiembre de 2024, mediante oficio CSV-DE-1806-2024, el Cosevi remitió la información solicitada por la Intendencia de Transporte en el oficio OF-0927-IT-2024 del 21 de agosto de 2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

XXXI. La Intendencia de Transporte resolvió mediante la resolución RE-0057-IT-2024 del 10 de setiembre de 2024, la solicitud de medida cautelar presentada por la empresa Dekra Costa Rica S.A. contra la resolución RE-0044-IT-2024

del 13 de agosto de 2024 (folios 438 a 450). Dicha resolución fue notificada a la gestionante el mismo día de su emisión, sea este el 10 de setiembre de 2024, según consta a folio 453.

XXXII. El 13 de setiembre de 2024, los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su calidad de apoderados generalísimos sin límite de suma de la empresa Dekra Costa Rica S.A., interpusieron recurso de revocatoria con apelación en subsidio en contra de la resolución RE-0057-IT-2024 (folio 463).

XXXIII. El 18 de setiembre de 2024, mediante oficio OF-1042-IT-2024, la Intendencia de Transporte solicitó al Cosevi aclaración relacionada con la información del servicio de inspección técnica vehicular remitida mediante el oficio CSV-DE-1806-2024 (folios 464 a 465).

XXXIV. El 24 de setiembre de 2024, por medio de la resolución DVTSV-2024-1164, el Viceministerio de Transportes y Seguridad Vial del MOPT conoció el artículo IX de la Sesión Ordinaria N° 0016-2024 del 15 de mayo de 2024 de la Junta Directiva del Cosevi y prorrogó por nueves meses el permiso de uso en precario a la empresa Dekra Costa Rica S.A. para la operación del servicio de inspección técnica vehicular de manera que dicho permiso se extiende hasta el 27 de julio de 2025 (folio 285 del expediente RA-539).

XXXV. El 8 de octubre de 2024, el Cosevi, mediante oficio CSV-DE-1969-2024, solicitó ampliación de plazo para remitir la información solicitada en el oficio OF-1042-IT-2024 (folio 466).

XXXVI. El 11 de octubre de 2024, mediante oficio OF-1128-IT-2024, la Intendencia de Transporte le otorgó al Cosevi la ampliación de plazo solicitado para que presentara la información requerida (folio 467).

XXXVII. El 25 de octubre de 2024, mediante oficio CSV-DP-FTV-0342-2024, el Cosevi remitió la información solicitada por la Intendencia de Transporte en el oficio OF-1042-IT-2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

XXXVIII. El 18 de noviembre de 2024, mediante el informe IN-0336-IT-2024, la Intendencia de Transporte emitió la propuesta preliminar de fijación tarifaria por aplicación por primera vez de la metodología tarifaria para el servicio de inspección técnica vehicular (folios 468 a 510).

XXXIX. El 18 de noviembre de 2024, mediante el memorando ME-0929-IT-2024, el Intendente de Transporte a.í. acogió el informe IN-0336-IT-2024 (folio 511).

XL. El 18 de noviembre de 2024, mediante memorando ME-0930-IT-2024, la Intendencia de Transporte solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario que iniciara el trámite de señalamiento a audiencia pública para el proceso de fijación tarifaria de oficio por aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del servicio de inspección técnica vehicular (folio 512 al 513).

XLI. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos convocó a audiencia pública virtual, de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593 y los artículos 44 al 61 del Reglamento a la Ley 7593, Decreto ejecutivo N°29732-MP. La convocatoria a audiencia pública se publicó el 21 de noviembre de 2024 en La Gaceta N°219, así como en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra el 22 de noviembre de 2024 (folio 534 al 535).

XLII. El 2 de diciembre de 2024 la empresa Dekra Costa Rica S.A. presentó el oficio DEKRACR-2024-0207 sobre aclaración de la información referente a los servicios brindados en referencia a los oficios OF-1042-IT-2024, y CSV-DP-FTV-0342-2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

XLIII. La Intendencia de Transporte resolvió conjuntamente mediante la resolución RE-0087-IT-2024 del 6 de diciembre de 2024, los recursos de revocatoria con apelación en subsidio presentados por la empresa Dekra Costa Rica S.A., contra la resolución RE-0044-IT-2024 del 13 de agosto de 2024 y la resolución RE-0057-IT-2024 del 10 de setiembre de 2024 (folios 622 a 682). Esta resolución fue notificada a la recurrente el mismo 6 de diciembre de 2024 según consta a folio 686 del expediente administrativo.

XLIV. El 6 de diciembre de 2024, mediante oficio CSV-DE-2219-2024, el Cosevi remitió corrección sobre la información remitida a la Intendencia de Transporte en atención a los oficios OF-1042-IT-2024 y OF-1128-IT-2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

XLV. La Intendencia de Transporte elevó los recursos de apelación en subsidio presentados contra las resoluciones RE-0044-IT-2024 y RE-0057-IT-2024 a la Junta Directiva de la Aresep, mediante el informe IN-0383-IT-2024 del 16 de diciembre de 2024 (folios 689 a 692).

XLVI. La audiencia pública se realizó el 16 de diciembre de 2024, bajo la modalidad virtual a través de la plataforma Zoom en el siguiente enlace y hora:

Hora: 17:15 horas (5:15 p.m.).
Enlace: https://aresep.go.cr/audiencias/et-035-2024

XLVII. Conforme al informe de oposiciones y coadyuvancias, IN-0780-DGAU-2024 del 19 de diciembre de 2024 de la Dirección General de Atención al Usuario (folios 717 al 718), y el acta de la audiencia pública virtual emitida bajo el acta AC-0503-DGAU-2024 (folios 704 a 716) del 19 de diciembre de 2024, se detallan las posiciones presentadas en el proceso de audiencia pública.

XLVIII. La propuesta de fijación tarifaria fue analizada por la Intendencia de Transporte produciéndose el informe IN-0006-IT-2025 del 14 de enero de 2025, que corre agregado al expediente.

XLIX. Cumpliendo con los acuerdos 001-007-2011 y 008-083-2012 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se indica que en el expediente consta en formato digital y documental la información que sustenta esta resolución, así como en el legajo aparte que mantiene de forma restringida la Intendencia de Transporte conforme al artículo 148 de la Ley General de la Administración Pública y 21 del Código Procesal Contencioso Administrativo.

L. De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva Nº 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0006-IT-2025 del 14 de enero de 2025, que sirve de base para el presente acto administrativo.

LI. En los procedimientos se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

CONSIDERANDOS:

I. Analizado el informe técnico IN-0006-IT-2025 del 14 de enero de 2025, el mismo es acogido en todos sus extremos y como tal servirá de base para el dictado de la presente resolución, y por ende conviene extraer del mismo lo siguiente:

"(…)

B. SOBRE LA REALIZACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO TARIFARIO DE OFICIO

En primera instancia, el artículo 30 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, faculta a la Aresep para poder realizar estudios tarifarios ordinarios de oficio, para lo cual deberá otorgarse la respectiva audiencia pública en cumplimiento de la participación ciudadana.

En el caso particular, la resolución RE-0017-JD-2024 (folios 5 al 113), mediante la cual se aprobó la metodología tarifaria para el servicio de inspección técnica vehicular, establece en su sección 8.7. Aplicación por

primera vez, lo siguiente:

> *"(…)*
>
> ***8.7. Aplicación por primera vez***
>
> *Para la aplicación por primera vez de esta metodología, a utilizar para la contratación pública del servicio de inspección técnica vehicular, se establecen las siguientes condiciones:*
>
> ***a. Inicio del trámite***
>
> *Una vez aprobada la presente metodología y publicada en el diario Oficial La Gaceta, se establece un máximo de hasta 20 días hábiles, desde el día de publicación, para que se inicie de oficio el trámite de una fijación tarifaria ordinaria para la primera aplicación.*
>
> *Una vez que la Aresep (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio) haya realizado el informe técnico preliminar para la fijación tarifaria ordinaria, deberá enviar la solicitud de la convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario conforme a lo dispuesto en la Ley N°7593.*
>
> *(…)" El original no está subrayado.*

De acuerdo con lo anterior y considerando que la metodología tarifaria aprobada se publicó el 25 de abril de 2024, en el Alcance N°78 a La Gaceta N°73, mediante oficio OF-0425-IT-2024 del 26 de abril de 2024, la Intendencia de Transporte inició con el trámite de fijación tarifaria ordinaria de oficio para el servicio de inspección y reinspección técnica vehicular.

Por medio del presente estudio se busca cumplir con lo dispuesto por la Junta Directiva de Aresep en la metodología tarifaria aprobada y vigente y además actualizar los costos operativos y administrativos necesarios para la prestación del servicio, de manera que se garantice el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses del prestador (art. 4 de la Ley 7593), cumpliendo también el principio regulatorio de servicio al costo establecido en el artículo 3 de la Ley de la Autoridad Reguladora.

Esto además es consistente con el cuarto pilar de la Política Regulatoria (RE-0206-JD-2021) "Regulación con propósito", de modo que la regulación confirme su valor público para la sociedad y contribuya proactivamente a alcanzar los objetivos sociales y económicos. Asimismo, con el sexto pilar "Regulación independiente y coordinada con su entorno", en cuanto a que las

decisiones regulatorias se basen en evidencias y sean objetivas y apegadas a criterios técnicos y legales, velando por la independencia del ente regulador en el ejercicio de sus competencias.

Adicionalmente, la propuesta se apega a los objetivos tarifarios-económicos 2 y 3 de la Política Regulatoria de los Servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y Otros Servicios de Transporte (RE-0211-JD-2021), en cuanto a garantizar a los operadores del servicio público, tarifas que le permitan contar con recursos suficientes para la prestación óptima del servicio según las estructuras productivas modelo, así como garantizar a los operadores tarifas para cubrir únicamente los costos necesarios para prestar el servicio incluyendo los costos eficientes de las inversiones necesarias y una retribución competitiva que garantice el desarrollo de la actividad, (cumplimiento del artículo 32 de la Ley 7593).

B.1 Sobre las competencias de Aresep

Para analizar la competencia de la Aresep en el presente proceso en el que se busca aplicar por primera vez la metodología tarifaria para el servicio de inspección técnica vehicular con el fin de actualizar su estructura de costos, es importante contextualizar la situación en que se encuentra el servicio a este momento.

Se tiene que el 24 de agosto de 2022, el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) otorgó el permiso de uso en precario del servicio de inspección técnica vehicular a la empresa Consorcio Dekra CR, por medio de la resolución 2022-001022. El 24 de setiembre de 2024, por medio de la resolución DVTSV-2024-1164, el Viceministerio de Transportes y Seguridad Vial del MOPT conoció el artículo IX de la Sesión Ordinaria N° 0016-2024 del 15 de mayo de 2024 de la Junta Directiva del Cosevi y prorrogó por nueve meses el permiso de uso en precario a la empresa Dekra Costa Rica S.A. para la operación del servicio de inspección técnica vehicular (folio 285 del expediente RA-539).

Teniendo claro lo anterior, se hace referencia de seguido sobre la competencia de esta institución para realizar las gestiones avocadas.

La Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) establece en su artículo 5 la función de fijar tarifas para los servicios que ahí se definen. En cuanto al servicio de inspección técnica vehicular, este no se encuentra incorporado dentro de ese numeral, sino que el mismo se regula mediante la "Reforma Parcial de la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres" (Ley 8696) publicada en La Gaceta No. 53 del 17 de marzo de 2009, la cual reformó parcialmente la Ley de tránsito por vías públicas y terrestres (Ley 7331), incluyendo los artículos 19 y 20 de dicha ley, en los que se introdujo como una función de la Autoridad Reguladora el establecer,

analizar y aprobar las tarifas para la revisión técnica vehicular.

Lo indicado fue confirmado por la Procuraduría General de la República en su Dictamen C-053-2010, en el cual expresó lo siguiente:

> *"(…)*
>
> *La Ley de Tránsito ha ampliado la competencia tarifaria de la ARESEP, extendiéndola a servicios no comprendidos en el artículo 5 de su Ley de creación, sin que eso signifique que se haya modificado su condición de Ente regulador.*
>
> *(…)*
>
> *A contrario sensu, si el legislador ha calificado determinada actividad no sólo de interés público sino de servicio público, resulta evidente que la Administración debe tenerla, para todos los efectos, como servicio público. Poco importa, al efecto, que la actividad no esté contemplada en el artículo 5 de la Ley de la ARESEP. Por consiguiente, a dicha actividad le resultará aplicable el régimen general de los servicios públicos, salvo disposición en contrario del ordenamiento.*
>
> *(…)*
>
> *Por demás, la jurisprudencia constitucional ha sido clara y conteste en cuanto que la revisión técnica vehicular constituye un servicio público, cuya titularidad por disposición de ley, corresponde al Estado:*
>
> *"A partir de la norma parcialmente transcrita queda suficientemente claro que el servicio de la revisión técnica de vehículos le fue conferido, expresamente por ley, al Ministerio de Obras Públicas y Transportes, con lo cual es de titularidad del Estado y, por consiguiente, no cabe la menor duda que se trata de un servicio público. En criterio de este Tribunal Constitucional, el servicio prestado por RITEVE-SyC es público, dada la satisfacción de los intereses y necesidades de la colectividad empeñada en el cumplimiento de su objeto y en vista de los valores y principios constitucionales y los derechos fundamentales, involucrados en la efectiva, adecuada y fiel prestación de un servicio de esa índole, como lo son la integridad física, la salud y la vida de los ocupantes de los vehículos que debe garantizar el Estado de forma permanente y progresiva. Es menester, también, tomar en consideración que el servicio de marras fue concebido y orientado para garantizar la seguridad vial –tanto de los peatones, usuarios*

de los servicios públicos del transporte colectivo de personas y de los propietarios o usuarios de los vehículos particulares- y el derecho de los habitantes del país a contar con un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, mediante el control idóneo y efectivo de las emisiones contaminantes de la flotilla vehicular en constante aumento cada día. Al tratarse de un servicio público, el Estado puede gestionarlo de forma directa o indirecta, a través de un concesionario o bien de un simple co-contratante para que lo preste. La gestión indirecta del servicio público depende de la capacidad operativa y de inversión del Estado, la cual, en el caso concreto, es un hecho público y notorio –derivado del fracaso del sistema aplicado con anterioridad que propició la corrupción y la evasión de los controles dispuestos para no poner en riesgo la integridad física, la salud, la vida, la seguridad vial de los usuarios del transporte vehicular y un ambiente sano y ecológicamente equilibrado de todos los habitantes del país- que ha sido insuficiente por la naturaleza de la infraestructura requerida, el monto de la inversión financiera inicial y el equipamiento técnico y los recursos humanos y materiales especializados necesarios para prestar el servicio de forma eficaz y eficiente, circunstancias todas que, en su conjunto, justifican, sobradamente, que el Estado de en concesión o contrate la prestación del referido servicio (Sentencia 4190-2005 de 16 :42 hrs. de 20 de abril de 2005)

En el mismo sentido, sentencias Ns. 5895-2005 de 14:47 hrs. de 18 de mayo de 2005 y 8367-2006 de 17:16 hrs. del 13 de junio de 2006.

(…)
A partir de diversos elementos, la Procuraduría considera que el legislador atribuyó a la ARESEP la competencia para fijar las tarifas y no solo aprobarlas.

(…)
Contribuye a sostener la competencia tarifaria en ARESEP la comparación entre lo dispuesto en la Ley de Tránsito y lo normado por la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

(…)
La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. Pero ante todo las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio. El artículo 5 de mérito dispone en lo que interesa que:

(…)
En ese sentido, la Autoridad hace estudios, analiza la petición, considera los factores que indica el artículo 31 y habiendo otorgado las audiencias de ley, luego fija la tarifa. Y debe hacer estudios porque está obligada a motivar y razonar sus decisiones, por una parte y porque debe dar acceso a los consumidores, a la Defensoría de los Habitantes y a los ministros rectores de los servicios respecto de los estudios técnicos en que fundamentó la fijación realizada, de otra parte.

(…)
Esa fiscalización no le corresponde a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Por el contrario, el propio artículo 19 la atribuye al Consejo de Seguridad Vial: "El MOPT comprobará estos requisitos, mediante la revisión técnica de vehículos, que estará bajo la supervisión del Cosevi".

(…)" (Nota: Con la ley 9078, la fiscalización de los centros de IVE por parte del MOPT por medio del Cosevi es establecida en el artículo 28)

Se debe agregar que mediante la Ley 9078 (Ley de tránsito por vías públicas terrestres y seguridad vial), publicada en el Alcance N°165 de La Gaceta N°207 del 26 de octubre de 2012, fue derogado lo dispuesto en la Ley 8696, siendo que, en materia tarifaria, mediante artículo 29 fue conservada la potestad de la Autoridad Reguladora de fijar las tarifas para el servicio de inspección técnica vehicular.

Obsérvese que el artículo de cita indica lo siguiente:

"(…)

ARTÍCULO 29.- Tarifas por el servicio de la IVE
Corresponderá a la Aresep realizar los estudios técnicos y determinar el modelo tarifario que se utilizará para fijar las bandas tarifarias que definan el monto mínimo y máximo que podrá cobrar un CIVE, por la inspección y la reinspección vehicular.

La tarifa incluirá un canon a favor del ente a cargo de la fiscalización del servicio y un canon a favor de Aresep por actividad regulada; en ambos casos, la aprobación de este corresponderá a la Contraloría General de la República. Dicha tarifa deberá ser cancelada previo a la IVE.

(…)"

El artículo en mención asegura la certeza absoluta de que son funciones de la Aresep determinar el modelo tarifario que se utilizará para fijar las bandas tarifarias que definan el monto mínimo y máximo que podrán cobrar los Centros de Inspección Vehicular, así como realizar los procedimientos de fijaciones tarifarias respectivos, de forma que con el numeral transcrito se configuran competencias tarifarias plenas de la Aresep en cuanto al servicio de inspección técnica vehicular. Ahora bien, para ejercer estas competencias otorgadas corresponde complementarlas con la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) y la normativa complementaria, conexa y supletoria.

Por otra parte, en el mismo sentido de la naturaleza de este servicio y sobre las competencias de la Aresep, la Procuraduría General de la República en un criterio reciente bajo número PGR-C-139-2022 del mes de junio de 2022 indica en lo conducente:

> *"(…)*
>
> *De otro lado, en su voto N.° 5895-2005 de las 14:47 horas del 18 de mayo de 2005 la Sala Constitucional ha establecido que en el ejercicio de la función de inspección que la Ley le atribuye al Estado, éste debe prestar el servicio público de revisión técnica vehicular.*
> *"[…] el servicio de la revisión técnica de vehículos le fue conferido, expresamente por ley, al Ministerio de Obras Públicas y Transportes, con lo cual es de titularidad del Estado y, por consiguiente, no cabe la menor duda que se trata de un servicio público. En criterio de este Tribunal Constitucional, el servicio prestado por RITEVE-SyC es público, dada la satisfacción de los intereses y necesidades de la colectividad empeñada en el cumplimiento de su objeto y en vista de los valores y principios constitucionales y los derechos fundamentales, involucrados en la efectiva, adecuada y fiel prestación de un servicio de esa índole, como lo son la integridad física, la salud y la vida de los ocupantes de los vehículos que debe garantizar el Estado de forma permanente y progresiva. […]"*
> *Lo señalado por la Sala Constitucional en el voto N.° 5895-2005 constituyó un desarrollo de lo ya apuntado, aunque de forma suscita, en el voto N.° 4190-2005 de las 16:42 horas del 20 de abril de 2005, en el que se acotó que la revisión técnica vehicular es un servicio público que, por su naturaleza, el Estado puede prestar en forma directa y que, sin embargo, los particulares solo pueden asumir por vía de gestión indirecta del Estado (Al respecto, puede verse también el voto N.° 7685-2002 de las 14:50 horas del 7 de agosto de 2002).*

(…)

En su oficio N.° DCA-1345 del 3 de mayo de 2022, la Contraloría General de la República ha puntualizado que, desde su perspectiva, no existe discusión sobre el interés público que reviste la prestación del servicio de inspección técnica vehicular.

Debe notarse que, por su naturaleza de servicio público, la revisión vehicular está sometida a la potestad tarifaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, tal y como lo dispone expresamente el artículo 29 de la Ley N° 9078. Corresponde, de acuerdo con la norma de cita, a la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos realizar los estudios técnicos y determinar el modelo tarifario que se utilizará para fijar las bandas tarifarias que definan el monto mínimo y máximo que podrán cobrar los Centros de Inspección Vehicular. Al respecto, se puede ver también el oficio DCA-1345 de 3 de mayo de 2022 de la Contraloría General de la República. Por lo relevante, citamos el artículo 29 de la Ley N° 9078:

"ARTÍCULO 29.- TARIFAS POR EL SERVICIO DE LA IVE

Corresponderá a la Aresep realizar los estudios técnicos y determinar el modelo tarifario que se utilizará para fijar las bandas tarifarias que definan el monto mínimo y máximo que podrá cobrar un CIVE, por la inspección y la reinspección vehicular.

La tarifa incluirá un canon a favor del ente a cargo de la fiscalización del servicio y un canon a favor de Aresep por actividad regulada; en ambos casos, la aprobación de este corresponderá a la Contraloría General de la República.

Dicha tarifa deberá ser cancelada previo a la IVE.

(…)"

Con lo indicado hasta el momento queda clara no solamente la norma que da la competencia a la Aresep para ejercer sus funciones regulatorias en cuanto al servicio de inspección técnica vehicular, sino también los criterios que a nivel constitucional y de la Procuraduría General de la República se han dado en cuanto a este tema.

En este sentido y en virtud de lo previamente indicado, es importante también hacer referencia que se dispone de una metodología tarifaria formalmente aprobada por la Junta Directiva de Aresep para este servicio, además, la

Aresep tiene, entre sus competencias sustantivas, la fijación de tarifas a los servicios públicos regulados, tal y como se establece en los artículos 5, 6 inciso d y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

En concordancia con lo dispuesto en la resolución RE-0017-JD-2024 de la Junta Directiva de la Aresep y considerando lo anteriormente desarrollado; el principio del servicio al costo y la procura de la continuidad del servicio, y siendo que la prestación del servicio público de inspección técnica vehicular, ha sido otorgada desde octubre de 2022 a un solo operador y que se presta en condiciones muy específicas y predefinidas en el permiso de uso en precario para un período determinado, procede la aplicación por primera vez de dicha metodología tarifaria.

Además de lo anterior, se debe considerar que la citada resolución RE-0206-JD-2021 denominada "Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos", también establece lo siguiente:

> *"(…)*
>
> *La política regulatoria es el conjunto de principios que orientan las acciones de regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), instruidas por su órgano colegiado, que se aplica mediante el uso de instrumentos que promuevan los fines públicos de la regulación, esto es, promover la eficiencia de las empresas reguladas, mejorar la calidad de vida de las y los habitantes y contribuir al cumplimiento de los objetivos superiores de la política pública.*
>
> *(…)*
>
> ***A. Principios***
>
> *(…)*
>
> ***Eficiencia:*** *La eficiencia está al servicio de la eficacia. El principio exige una correcta planificación, la maximización de los recursos disponibles, la racionalidad en la priorización y asignación del gasto y la inversión, la fijación de estándares, la especialización, hacer bien las cosas al menor costo posible. Obliga a examinar la necesidad e idoneidad de los medios: organización, recursos: humanos, materiales, financieros y jurídicos y su gestión, en relación con los fines. Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país.*

(…)

E. Pilares de la política

(…)

3. Regulación que promueva la eficiencia:

La Autoridad Reguladora velará por que los servicios ***públicos se presten de manera eficiente y eficaz, procurando que la regulación sea capaz de adaptarse de forma oportuna a los cambios del entorno y a eventos de fuerza mayor****. La regulación buscará la asequibilidad de los servicios públicos para la población y contribuirá con la competitividad del país.*

(…)

4. Regulación con propósito:

La regulación de los servicios públicos es un proceso complejo que debe confirmar constantemente su valor público para la sociedad. La complejidad de esta tarea se profundiza en el marco de una realidad en constante evolución impulsada por los avances tecnológicos, de las necesidades de la población y de los modelos de prestación de los servicios públicos.

Para mantener su valor público, la regulación debe entonces ***considerar esos cambios y adaptarse para mantener su relevancia y contribuir de manera proactiva a alcanzar los objetivos sociales y económicos bajo su responsabilidad.***

(…)" (el original no está resaltado).

En concordancia con lo anterior, en la "Política Regulatoria de los servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y otros Servicios de Transporte" establecida por la Junta Directiva de la Aresep en su resolución RE-0211-JD-2021 del 8 de noviembre de 2021 establece dentro de sus objetivos tarifarios-económicos los siguientes:

"(…)

1. Elaborar instrumentos regulatorios para ***procurar la accesibilidad de los usuarios a los servicios públicos de transporte****.*

2. Garantizar a los operadores del servicio público, ***tarifas que le***

permitan contar con recursos suficientes para la prestación óptima del servicio *según las estructuras productivas modelo o la metodología correspondiente que resulten aplicables.*

(…)" (el original no está resaltado)

B.2. Acerca de la competencia interna de la Intendencia de Transporte para fijar tarifas

Conforme con lo establecido en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF) corresponde a la Intendencia de Transporte, fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia, según lo disponen los artículos 16, 17 inciso 1) y 20 inciso 1).

B.3 Sobre la información temporalmente manejada como restringida

Dentro del presente expediente en que se conoce el ajuste tarifario de oficio para el servicio de inspección técnica vehicular, la empresa Dekra Costa Rica S.A. solicitó el tratamiento confidencial de la siguiente información:

a. *La información que ya fue declarada confidencial mediante la resolución RE-0031-IT-2023, que corresponde a la declaración jurada suscrita por el señor Eddy Delgado Soto, gerente de Tecnologías de la Información (IT) sobre los datos recolectados por todas las inspecciones y reinspecciones realizadas por DEKRA en todas las estaciones de Costa Rica del 1 de marzo de 2023 al 31 de marzo de 2023, así como el documento Excel (hoja de cálculo) con los tiempos promedio de inspección que fueron calculados y utilizados para determinar, el tiempo que toma realizar una reinspección por un defecto.*

b. *La información contable, financiera y técnica contenida actualmente o más adelante en el expediente ET-035-2024.*

La solicitud de confidencialidad del expediente y de la información mencionada, fue conocida por la Intendencia de Transporte, para la cual se emitió la resolución RE-0044-IT-2024 del 13 de agosto de 2024 (folios 324 al 390) que dispuso expresamente:

"(…)

1. *Rechazar por el fondo la solicitud presentada por los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su condición de representantes legales de la empresa Dekra Costa Rica S.A. para que se declarara la confidencialidad del expediente ET-035-2024.*

2. *Admitir por el fondo la solicitud de declaratoria de confidencialidad de la información que se detallará a continuación, presentada por los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su condición de representantes legales de la empresa Dekra Costa Rica S.A. y mantener la condición de tratamiento confidencial, mientras se encuentre abierto el proceso licitatorio sin encontrarse adjudicados los CIVES, la información que había sido declarada confidencial en la resolución RE-0031-IT-2023 y que corresponde a:*

    a. *Declaración jurada suscrita por Eddy Delgado Soto, gerente de Tecnologías de la Información (IT) sobre los datos recolectados por todas las inspecciones y reinspecciones realizadas por DEKRA en todas las estaciones de Costa Rica del 1 de marzo de 2023 al 31 de marzo de 2023.*
    b. *Documento Excel (hoja de cálculo) con los tiempos promedio de inspección que fueron calculados y utilizados para determinar, el tiempo que toma realizar una reinspección por un defecto.*

3. *Rechazar por el fondo la solicitud de declaratoria de confidencialidad de la información contable-financiera del expediente ET-035-2024, presentada los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su condición de representantes legales de la empresa Dekra Costa Rica S.A.*

4. *Rechazar por el fondo la solicitud de declaratoria de confidencialidad de la información técnica del expediente ET-035-2024, presentada los señores Julio Alberto Rodríguez Obaldía y José Eduardo Soto Vargas, en su condición de representantes legales de la empresa Dekra Costa Rica S.A.*

(…)"

Tal como se observa de la transcripción anterior, de toda la información para la que fue solicitado el tratamiento confidencial, únicamente se resolvió mantener dicho tratamiento a la información que había sido declarada confidencial en la resolución RE-0031-IT-2023; respecto a esta información, fue aclarado en la parte considerativa de la resolución RE-0044-IT-2024 que resuelve la solicitud de confidencialidad, que aunque se mantuviera por un tiempo más esa información como confidencial, la misma no resultaba crítica

para el presente proceso de estudio tarifario, toda vez que esta información no es requerida de manera estricta para realizar los análisis que corresponden para determinar el cálculo tarifario que se sigue dentro de este expediente ET-035-2024.

Por otra parte, en cuanto a la demás información que solicitó la operadora del servicio Dekra Costa Rica S.A. que se mantuviera confidencial y de la que fue rechazada dicha solicitud mediante resolución RE-0044-IT-2024, es importante indicar en este análisis que la Intendencia de Transporte aún mantiene custodiada en legajo aparte esta información, tomando en cuenta la posibilidad que el prestador gestione recursos ordinarios de revocatoria y de apelación; que tal como se conoce, en efecto fueron interpuestos estos recursos, los cuales serán resueltos conforme a lo que los análisis técnicos y legales determinen, para lo cual se consideró pertinente que, de oficio y al amparo de lo dispuesto en los citados artículos 136 inciso d) y 148 de la Ley General de Administración Pública (en adelante LGAP), toda esta información fuera tratada como de acceso restringido y no fuera incorporada al expediente hasta tanto no se tengan resueltos los recursos interpuestos donde se confirme la naturaleza de información pública de esta, tal como fue determinado en la resolución RE-0044-IT-2024, o, que en caso de que a raíz de la resolución de los recursos presentados se determine que alguna de esta información pueda tener naturaleza privada, se le dé el tratamiento correspondiente.

Ahora bien, no se debe dejar de mencionar que, aunque esta información aún no se encuentra incorporada al expediente ET-035-2024, la misma sí puede ser utilizada por la Intendencia de Transporte para aplicar la metodología tarifaria vigente por primera vez, la diferencia está únicamente en el tratamiento que se le está dando a la información, la cual es tratada, para efectos prácticos, durante este periodo como de acceso restringido con las consideraciones que establece el ordenamiento jurídico para la protección de ese tipo de información.

Al respecto debe de tenerse presente que, conforme a las disposiciones del artículo 229 de la LGAP y 19 al 30 del Código Procesal Contencioso Administrativo, y por la naturaleza de la temática que versa el fondo de los recursos interpuestos, sea, la confidencialidad o no de determinada información, si se procediera de inmediato a la ejecución de lo dispuesto en la resolución RE-0044-IT-2024 sin que la Administración tenga la posibilidad de revisar de previo sus propios actos y hacer, como se indicó previamente, sus valoraciones técnicas y legales a raíz de lo argumentado por la parte en sus recursos administrativos, se podrían eventualmente materializar perjuicios graves o de imposible o difícil reparación, ya que la información pasaría a ser de conocimiento público y perdería sentido que eventualmente luego se declare confidencial por las consideraciones realizadas durante el conocimiento de los recursos.

Adicional a lo anterior, se observa en el sistema SICOP, que dentro de la licitación para la precalificación de posibles prestadores del servicio que está realizando el Cosevi bajo el número de procedimiento 2023LY-000002-0058700001, el Consorcio Dekra presentó recurso de apelación ante la Contraloría General de la República (en adelante CGR) contra del acto final, el cual fue resuelto mediante resolución R-DCP-SICOP-01669-2024 del 23 de octubre de 2024, y mediante la cual se declara sin lugar el recurso y se anula de oficio el acto final del concurso por vicios de nulidad evidente y manifiesta y dispone que la Administración (Cosevi) deberá proceder con el dictado de un nuevo acto final en apego al ordenamiento jurídico y a lo dispuesto por ese órgano contralor. Es importante mencionar lo anterior por cuanto dentro del análisis de legitimación de la empresa Dekra Costa Rica S.A. que realiza la CGR, se indica expresamente lo siguiente:

> *"**II.- SOBRE LA LEGITIMACIÓN DEL CONSORCIO DEKRA**. (…) En este sentido, debe de destacarse en primer lugar que el artículo 91 del RLGCP, faculta a la Administración a establecer aquellas condiciones invariables que estime necesarias para el cumplimiento del interés público, facultad que puede realizarse en función de la complejidad del objeto contractual, para así garantizarse no sólo el conocimiento técnico de los participantes, sino un determinado nivel de capacidad y solvencia financiera. En este sentido, el inciso 3.1.3 del pliego de condiciones dispone: "El oferente deberá poseer y acreditar su capacidad financiera para que su oferta se considere como aceptable para una eventual precalificación y posterior adjudicación, de conformidad con las reglas de evaluación, precalificación y adjudicación, establecidas para este concurso (...) Por ello, comprende este órgano contralor, que todos los requerimientos y condiciones establecidos en esta primera etapa de precalificación, son esenciales para que el COSEVI pueda realizar la selección de los oferentes que podrán presentar su oferta técnica en un posterior proceso de contratación, siendo evidente que la capacidad financiera al tratarse de un requisito de admisibilidad, se constituye en un elemento sustantivo a ser considerado por todos los participantes al momento de elaborar y plantear su oferta , por lo que el integrante que se escoja según las voluntades de las personas jurídicas que suscribieron un acuerdo consorcial (en virtud de la modalidad escogida por el recurrente), está sujeto a cumplir con los resultados de los índices financieros dispuestos en el pliego de condiciones. De acuerdo con lo anterior, de una lectura integral del expediente digital del concurso y de lo resuelto en la primera ronda de apelaciones, resulta ser un hecho no controvertido que el consorcio DEKRA fue excluido del concurso, por no satisfacer la totalidad de los requerimientos de admisibilidad. De ahí que, esta Contraloría*

General concluyó respecto a la modificación de responsabilidades que pretendía ejecutar el consorcio DEKRA en la ronda anterior, lo siguiente: "(...) A partir de dichos precedentes administrativos, resulta evidente que lo pretendido por el consorcio apelante resulta improcedente en el contexto de un concurso público, pues tal y como ha sido reiterado, la cláusula quinta del acuerdo consorcial eligió a la empresa DEKRA SE para acreditar la capacidad financiera del presente concurso, mientras que DEKRA Costa Rica S.A., fue seleccionada para ejecutar las acciones necesarias y operativas para prestar el servicio de inspección técnica vehicular en el país, por lo que la modificación de la distribución de responsabilidades que pretende hacer en su oferta, sí genera una ventaja indebida en perjuicio del resto de oferentes en la medida que implica una variación de los términos libremente ofrecidos para solventar el incumplimiento de la empresa elegida y también de los términos del pliego que aplican en condiciones de igualdad para todos los participantes, valga decir sin contar tampoco con ningún respaldo desde las reglas de la técnica" (resaltado no es parte del original). Continuando con el contenido de dicha resolución, esta Contraloría General concluyó: "En virtud de todo lo expuesto, es posible corroborar que al analizar los extremos del recurso respecto a la improcedencia de modificar los términos de la oferta -acuerdo consorcial- y dado que no se ha logrado desvirtuar el incumplimiento de un requisito de admisibilidad, concretamente a la capacidad financiera en el periodo 2022 de la empresa DEKRA SE, el Consorcio DEKRA no desvirtúa su condición de inelegible (hechos probados 5, 7 y 10), por lo que se debe declarar sin lugar recurso interpuesto" (resaltado no es parte del original) (…) Lo anterior resulta importante dimensionarlo, pues se extrae que en materia de compras públicas, el interés propio y directo dispuesto en la normativa, le será inherente a quien tenga la potencialidad de resultar favorecido con la readjudicación del concurso o bien, con asegurarse la condición de una plica precalificada, condición que solo se puede acreditar mediante la presentación de una oferta válida e idónea, según se haya determinado en las reglas del concurso. Así las cosas, se reitera que la Administración determinó que la oferta del consorcio DEKRA incumplió con un requisito de admisibilidad de índole financiero que resultaba sustantivo frente a la prestación del servicio de inspección técnica vehicular, todo lo cual no fue desvirtuado en la ronda de impugnación anterior por ese consorcio y por lo que mantuvo su condición de inelegible. De esa forma, frente al principio de preclusión procesal se tiene que la discusión sobre la elegibilidad del consorcio ya se había ventilado con respeto al debido proceso y derecho de defensa según las reglas procesalmente definidas en la LGCP y por ende, su oferta continuó siendo inelegible. Sobre este principio, ha señalado la

Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia que: "El principio de preclusión -positivizado en el cardinal 2.9 ibidem- tiene el efecto de que una vez cumplido un acto o vencida una etapa procesal, no podrán reabrirse o repetirse. En otras palabras, la parte agraviada no podría "renovar una cuestión ya resuelta o impugnar tardíamente un proveído" (Sala Primera, voto n.° 885-2011, ver también votos n.° 1328-2017, 940-2018, 511-2018)." (Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia Sentencia No. 00666-2021 de las quince horas y treinta y cinco minutos del 16 de marzo de 2021). Así entonces, este órgano contralor estima que el consorcio DEKRA no desvirtuó su incumplimiento del requisito de admisibilidad de índole financiero y siendo que éste es un requerimiento mínimo para ejecutar el servicio de inspección técnica vehicular, dicho incumplimiento ameritó la exclusión de la oferta señalada por la Administración y que este órgano contralor mantuvo mediante la resolución R-DCP-SICOP-00414-2024 de las 11:33 del 21 de marzo de 2024. Es por ello, que se impone declarar sin lugar el recurso interpuesto, al carecer de la legitimación necesaria a la que se refieren los artículos 87 de la Ley General de Contratación Pública (en adelante LGCP) y 261 del RLGCP. Asimismo, se declara sin lugar la pretensión subsidiaria que alega el recurrente en su recurso, pues tal y como se abordará ampliamente en el siguiente apartado, la potestad de declarar la nulidad de oficio por parte de este órgano contralor es precisamente actuando de oficio de acuerdo a sus competencias constitucionales y no a solicitud de una parte, aún y cuando esa parte ostente un interés legítimo susceptible de ser defendido mediante el ejercicio de la acción; situación que valga señalar no ocurre en este caso por la inelegibilidad ya referida.

(…)"

Así también indica la CGR en su resolución sobre la existencia de vicios:

"(…)

***III.- SOBRE LA EXISTENCIA DE VICIOS DE NULIDAD ABSOLUTA EVIDENTE Y MANIFIESTA EN EL ACTO FINAL DEL PRESENTEPROCEDIMIENTO**. (…) este órgano contralor en virtud de sus facultades y competencias de fiscalización superior de la Hacienda Pública, y con fundamento en el artículo 28 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República (en adelante LOCGR) y 247del RLGCP, estima necesario referirse a los estudios técnicos efectuados por el COSEVI posterior a lo resuelto en la resolución R-DCP-SICOP-00414-2024 de las 11:33 del 21 de marzo de 2024. Lo anterior, por cuanto dichos estudios inciden*

directamente en la motivación del acto final de precalificación, lo que se estima oportuno conocer de manera oficiosa para efectos de determinar la existencia de algún vicio que incida en su validez. (…) Ténganse en cuenta que, el servicio de inspección técnica vehicular resulta de relevancia para el interés público, en el tanto garantiza la continua verificación mecánica, eléctrica y electrónica en los sistemas de los vehículos automotores, de sus emisiones contaminantes y lo concerniente a los dispositivos de seguridad activa y pasiva, lo que se traduce que el servicio deba de ejecutarse por oferentes que cumplan con las condiciones del pliego y desde luego de las consideraciones emanadas en la fase recursiva anterior. De esa forma, el vicio en el motivo deriva precisamente de la omisión de la Administración en revisar el cumplimiento del requisito de experiencia en los términos fijados por ella misma en el pliego, con la consecuente falta de verificación de idoneidad para que la empresa TÜV Rheinland resulte adjudicataria de un servicio público de tanta relevancia. Al respecto, no se hace necesario tampoco un mayor esfuerzo para acreditar la existencia de la nulidad absoluta, en la medida que resulta evidente y manifiesta frente a lo dispuesto en el pliego y lo resuelto por la Administración, lo cual adicionalmente también contradice lo ordenado por este órgano contralor en la primera ronda de impugnaciones, pues no se acredita el cumplimiento de las 25.000.000 de revisiones integrales para la empresa SECTA según se había defendido en la primera ronda de impugnación. Esa circunstancia implica que la nulidad absoluta es indubitable por la forma en cómo fue evaluada la oferta de TÜV Rheinland. A partir de lo expuesto, resulta evidente para este órgano contralor, de un ejercicio de mera constatación y sin efectuar ninguna interpretación, que existe un vicio en la fundamentación fáctica y jurídica con que la Administración justifica la legalidad y oportunidad del acto final del presente concurso, al no acreditarse correctamente que la oferta de TÜV Rheinland corresponde a un oferente idóneo, según se expuso a lo largo de la presente resolución y por lo tanto, conforme a las competencias constitucionales de este órgano contralor, se anula de oficio el acto final del concurso, por vicios de nulidad absoluta evidente y manifiesta. A partir de lo resuelto, la Administración deberá proceder con el dictado de un nuevo acto final, en apego al ordenamiento jurídico y a lo resuelto por este órgano contralor en las distintas rondas de apelación, todo lo cual corre bajo su entera responsabilidad.

(…)”

Sin entrar en temas de fondo de lo resuelto por la CGR, al no ser competencia de la Aresep, es importante al menos mencionar lo que se observa en cuanto a que ese Órgano Contralor no solo se refiere a la inelegibilidad de la oferta de Dekra Costa Rica S.A. resuelta desde la primera ronda de apelaciones, sino también hace referencia a la falta de fundamentación para acreditar la oferta de otra empresa (TÜV Rheinland) como un oferente idóneo. Así las cosas, para esta Intendencia resulta complejo conocer a este momento cómo se resolverá lo anterior según lo determine el Cosevi y si ello implicará o no realizar nuevamente el procedimiento de precalificación, de forma tal que se reitera que si bien a esta Intendencia no le corresponde referirse a estos actos, es importante tomar en cuenta lo acontecido dentro del proceso de contratación pública en curso, por cuanto pueden variar los resultados que disponga el Cosevi de dicha contratación, de forma tal que dentro de las posibilidades de lo que se resuelva, implique que la publicación a este momento de la información que la empresa Dekra Costa Rica S.A. solicita sea tratada de forma confidencial, genere algún perjuicio a la empresa.

De esta forma, se recuerda que la información que la empresa Dekra Costa Rica S.A. ha solicitado que se trate de manera confidencial, tiene temporalmente un tratamiento restringido en la Intendencia de Transporte, de forma que únicamente los funcionarios designados a lo interno de esta Intendencia para llevar a cabo el procedimiento de estudio tarifario y los que tengan a cargo el conocimiento de los recursos administrativos tengan acceso a ella. Ahora bien, se debe dejar claro que con lo anterior no se está afirmando que la información tenga carácter confidencial, criterio que incluso fue confirmado mediante la resolución RE-0087-IT-2024 del 6 de diciembre de 2024, mediante la cual se resolvieron conjuntamente los recursos de revocatoria presentados por la empresa Dekra Costa Rica S.A. contra las resoluciones RE-0044-IT-2024 y RE-0057-IT-2024.

En línea con lo anterior, es importante mencionar que, sobre el tratamiento restringido de forma temporal a esta información, fue dispuesto mediante resolución RE-0057-IT-2024 del 10 de setiembre de 2024 de la Intendencia de Transporte lo siguiente:

> *"(…)*
>
> *I. Declarar la suspensión de los efectos de la resolución RE-0044-IT-2024 del 13 de agosto de 2024 únicamente en lo referente a los puntos 3 y 4 de su parte dispositiva, en particular la información que actualmente se mantiene resguardada en legajo aparte (información técnica, contable y financiera requerida para el presente proceso de fijación tarifaria de la aplicación de la resolución RE-0017-JD-2024 que corresponde a la Metodología Tarifaria del Servicio de Inspección Técnica Vehicular por primera vez), y que corresponde en este orden a: 1) El oficio CSV-DE-1192-2024 de 31 de mayo de 2024, en atención al oficio de la Intendencia de Transporte OF-0467-IT-*

2024 correspondiente a la cantidad de inspecciones y reinspecciones según las categorías establecidas en la Tabla 1 de la metodología tarifaria vigente, así como los tiempos promedios de servicio estimados por categoría tarifaria y categoría de vehículo según la Tabla 2 de la metodología citada, 2) El oficio CSV-DE-1353-2024 del 02 de julio de 2024 y su anexo "CSV-DF-0131-2024.xlsx" con la información de costos operativos y gastos administrativos según las Tablas 3, 4, 5, 6 y 7 de la sección 6.4 de la metodología tarifaria vigente correspondiente al listado de los costos anuales asociados al personal operativo y administrativo, gastos operativos y gastos administrativos, así como los activos fijos asociados con la prestación del servicio para el último año calendario, 3) El oficio CSV-DE-1806-2024 del 4 de setiembre de 2024 en atención al oficio de la Intendencia de Transporte OF-0927-IT-2024 del 21 de agosto de 2024 referido a las aclaraciones relacionadas con los datos de la cantidad de inspecciones y reinspecciones por categoría de vehículo del servicio de inspección técnica vehicular) hasta tanto sean resueltas las gestiones recursivas presentadas por la empresa Dekra Costa Rica S.A. ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos contra la resolución RE-0044-IT-2024 del 13 de agosto de 2024 y se disponga lo que proceda al respecto.

(…)"

A lo anterior es importante agregar lo indicado por esta Intendencia en la resolución RE-0087-IT-2024 con la que se resuelven los recursos de revocatoria presentados por la empresa Dekra Costa Rica S.A. contra las resoluciones RE-0044-IT-2024 y RE-0057-IT-2024, específicamente en cuanto a la pretensión principal ***"Respecto al punto II. Del Por Tanto"*** *solicitada en el recurso contra la RE-0057-IT-2024 en relación con ampliar la protección de la información sobre: "a. La información técnica, financiera y contable que se aporte al expediente N°ET-035-2024, posterior a la fecha de la resolución RE-0057-IT-2024, independientemente que sea aportada por DEKRA COSTA RICA S.A., el Consejo de Seguridad Vial (COSEVI), o cualquier otro ente de derecho público". Así, se indica que expresamente se analizó en dicha resolución lo siguiente:*

"(…)

II. Ahora bien, es de extrañar lo que indica la empresa de que la suspensión de los efectos jurídicos de la resolución RE-0044-IT-2024 debe ser mucho más amplia, para que la protección de la información en legajo separado se extienda a toda la información técnica, financiera y contable que sea aportada por

esta empresa o por sujetos de derecho público, a lo largo de todo el trámite del expediente número ET-035-2024 y hasta el agotamiento de la vía administrativa del mismo, esto por cuanto se ha dejado claro desde la resolución RE-0057-IT-2024 que precisamente la Intendencia de Transporte determinó necesario mantener no confidencial sino resguardada temporalmente la información mientras se agotaba la vía administrativa de los recursos presentados por la empresa; de esa forma se estableció expresamente lo siguiente:

(…)

A. Sobre el tratamiento actual de la información en cuestión

Resulta de interés traer a colación lo establecido en los artículos 136 y 148 de la LGAP que disponen en lo que interesa lo siguiente:

> *"(…)*
>
> *Artículo 136.-*
>
> *1. Serán motivados con mención, sucinta al menos, de sus fundamentos:*
> *(…)*
>
> *d) Los de suspensión de actos que hayan sido objeto del recurso;*
>
> *(…)*
>
> *Artículo 148.-*
>
> *Los recursos administrativos no tendrán efecto suspensivo de la ejecución, pero el servidor que dictó el acto, su superior jerárquico o la autoridad que decide el recurso, podrán suspender la ejecución cuando la misma pueda causar perjuicios graves o de imposible o difícil reparación.*
>
> *(…)*
>
> *Es importante indicar que la Intendencia de Transporte aún mantiene custodiada en legajo aparte la información que fue analizada dentro de la resolución RE-0044-IT-*

2024, tomando en cuenta la posibilidad para la operadora de gestionar recursos ordinarios de revocatoria y de apelación; que tal como se conoce, en efecto fueron interpuestos estos recursos y los cuales serán resueltos conforme a lo que los análisis técnicos y legales determinen, para lo cual se consideró pertinente que, de oficio y al amparo de lo dispuesto en los citados artículos 136 inciso d) y 148 de la LGAP, toda esta información fuera tratada con acceso restringido y no fuera incorporada al expediente hasta tanto no se tengan resueltos los recursos interpuestos donde se confirme la naturaleza de información pública de esta, tal como fue determinado en la resolución RE-0044-IT-2024, o, que en caso de que a raíz de los recursos se determine que alguna de esta información pueda tener naturaleza privada, se le dé el tratamiento correspondiente. Ahora bien, no se debe dejar de lado mencionar que, aunque esta información aún no se encuentre incorporada al expediente ET-035-2024, la misma sí puede ser utilizada por la Intendencia de Transporte para aplicar la metodología tarifaria vigente por primera vez, la diferencia está únicamente en el tratamiento que se le está dando a la información, la cual sería tratada, para efectos prácticos, durante este periodo de acceso restringido con las consideraciones que establece el ordenamiento jurídico para la protección de esa información.

Al respecto debe de tenerse presente que por la naturaleza de la temática que versa el fondo de los recursos interpuestos, sea, la confidencialidad o no de determinada información, si se procediera de inmediato a la ejecución de lo dispuesto en la resolución RE-0044-IT-2024 sin que la Administración tenga la posibilidad de revisar de previo sus propios actos y hacer, como se indicó previamente, sus valoraciones técnico legales a raíz de lo argumentado por la parte en sus recursos administrativos, se podría eventualmente materializar perjuicios graves o de imposible o difícil reparación, ya que la información pasaría a ser de conocimiento público y perdería sentido que eventualmente luego se declare confidencial por las consideraciones realizadas en el conocimiento de los recursos.

Adicional a lo anterior, se observa en el sistema SICOP, que dentro del procedimiento de contratación pública que está realizando el Cosevi, el Consorcio Dekra

presentó recurso de apelación ante la Contraloría General de la República contra del acto final, el cual fue admitido para su trámite de conformidad con lo establecido en el artículo 97 de la Ley General de Contratación Pública y 263 del Reglamento a la Ley General de Contratación Pública; así también, se conoce que ese órgano contralor, de conformidad con las competencias de fiscalización superior de la Hacienda Pública contempladas en los artículos 1 y 28 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y con lo dispuesto en el artículo 247 y 248 del Reglamento a la Ley General de Contratación Pública, confirió "AUDIENCIA ESPECIAL POR VICIOS DE UNA EVENTUAL NULIDAD ABSOLUTA, EVIDENTE Y MANIFIESTA DEL ACTO FINAL" a la Administración, a la empresa TÜV RHEINLAND CERTIO, S.L. y al CONSORCIO APPLUS CR, actos de los cuales a esta Intendencia no le corresponde referirse, sin embargo, es importante tomar en cuenta lo acontecido dentro del proceso de contratación administrativa en curso, por cuanto pueden variar los resultados de dicha contratación, de forma tal que dentro de las posibilidades de lo que se resuelva, implique en dicho proceso la presentación nuevamente de información por parte de los oferentes, considerando a la actual operadora del servicio público.

Es importante dejar claro que con lo anterior no se está afirmando que la información tenga carácter confidencial, porque eso será nuevamente valorado dentro del conocimiento de los recursos interpuestos, lo que sí se puede asegurar es que por el momento en el que se encuentra el proceso de contratación administrativa, en el que la Contraloría General de la República confirió audiencia de nulidad absoluta, evidente y manifiesta al Cosevi y a las dos empresas que fueron elegidas en el acto final para operar como CIVES, la información que la empresa Dekra Costa Rica S.A. ha solicitado que se trate de manera confidencial, tendrá momentáneamente un tratamiento restringido, de forma que únicamente los funcionarios designados a lo interno de la Intendencia de Transporte para llevar a cabo el procedimiento de estudio tarifario y los que tengan a cargo el conocimiento de los recursos administrativos tengan acceso a ella.

> *Por lo anterior, a pesar de que la solicitud de medida cautelar que presentó la empresa Dekra Costa Rica S.A. debe ser rechazada por las razones que ya fueron explicadas párrafos atrás, esta Intendencia considera oportuno mantener de forma oficiosa con un acceso restringido la información técnica, contable y financiera que corresponda y que se está utilizando para el proceso de fijación tarifaria del servicio de inspección técnica vehicular, hasta tanto sean resueltas las gestiones recursivas presentadas por la empresa Dekra Costa Rica S.A. ante la Aresep.*
>
> *(…)"*

> *Así las cosas, se observa que sí se cumple con la pretensión del recurso de la medida cautelar, aunque esta gestión no sea revisada por el fondo por haber precluido la etapa para presentar los argumentos que la fundamentaban y haberlos demostrado, por lo que no tiene razón de ser que se haya presentado un recurso contra una resolución que disponía exactamente lo pretendido por la empresa en ese recurso.*
>
> *(…)"*

Con lo transcrito se deja claro que la Intendencia de Transporte ha dispuesto la protección temporal de toda aquella información técnica, contable y financiera requerida para el proceso de fijación tarifaria de la aplicación por primera vez de la resolución RE-0017-JD-2024 que corresponde a la Metodología Tarifaria del Servicio de Inspección Técnica Vehicular, misma que ha sido así resguardada en todo momento del presente proceso administrativo y hasta que mediante otro acto administrativo en firme se disponga ya sea lo contrario o su tratamiento confidencial. Tal como se ha dejado claro, el tratamiento dado no es de confidencialidad sino de acceso restringido hasta tanto sean resueltas las gestiones recursivas presentadas por la empresa Dekra Costa Rica S.A. ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos contra la resolución RE-0044-IT-2024 del 13 de agosto de 2024 y se disponga lo que proceda al respecto. Esta disposición establecida en la resolución RE-0057-IT-2024 al contener un fundamento de gran peso sobre los riesgos que se corren de divulgarse la información antes de tiempo, cubre incluso toda información que se reciba para este proceso tarifario y que cuente con las mismas características con las que cuenta la información dispuesta como restringida en el Por tanto I de dicha resolución, aunque la misma sea recibida posterior a la emisión de esa resolución.

Cabe aclarar que, con la disposición de proteger como restringida de forma momentánea cierta información, no se está violentando el principio de participación ciudadana, por cuanto todos los interesados en el proceso pueden presentar sus posiciones en la audiencia pública y acceder a la información que se encuentre disponible en del expediente ET-035-2024, con excepción de la información que se encuentra restringida por razones que ya fueron debidamente justificadas y que se custodia conforme a las normas vigentes; lo anterior como una medida para proteger el procedimiento de estudio tarifario respetando las normas que lo regulan, así como los derechos del actual operador que se encuentran involucrados en este asunto y que podrían verse violentados por el riesgo potencial de la divulgación de la información antes de que sean resueltos los recursos administrativos mencionados y que podría significar eventualmente el otorgamiento de ventajas a competidores, trayendo posibles impactos directos al desarrollo ordinario empresarial; esto último conforme al artículo 148 de la LGAP y 21 del Código Procesal Contencioso Administrativo.

Es importante indicar además que, a partir de la emisión del informe preliminar IN-0336-IT-2024 del 18 de noviembre de 2024 y la solicitud de convocatoria a audiencia pública, la empresa Dekra Costa Rica S.A. solicitó el 19 de noviembre de 2024 disponer de la información con acceso restringido del expediente tarifario (folio 520). La solicitud fue respondida mediante el oficio OF-1308-IT-2024 del 21 de noviembre de 2024, accediendo a entregarles dicha información, considerando que el propio prestador Dekra Costa Rica S.A. es su fuente primaria y siendo este quién alegó su confidencialidad. La información fue entregada a la persona designada por el prestador para retirarla, según consta a folios 720 al 722 de este expediente.

C. REVISIÓN DE OBLIGACIONES LEGALES

Mediante la resolución RE-0100-JD-2023 del 23 de octubre de 2023, publicada en el Alcance N°217 a La Gaceta N°206 del 7 de noviembre de 2023, la Junta Directiva de la Aresep, estableció los "Requisitos de admisibilidad para toda solicitud de fijación de tarifas que se presente en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y revisión del cumplimiento de las obligaciones legales de los prestadores de los servicios públicos en las fijaciones tarifarias de oficio ordinarias y extraordinarias". En el resultando I apartado II de dicha resolución, se establece la revisión del cumplimiento de las obligaciones legales de los prestadores de los servicios públicos en las fijaciones tarifarias de oficio ordinarias y extraordinarias, para lo cual se debe considerar en el presente caso, lo dispuesto en el inciso 2:

> *"(…)*
>
> *2. En aquellos servicios públicos regulados donde la fijación de tarifas **se establezca para la industria** y no para un prestador en particular, no serán revisadas las obligaciones legales indicadas.*
>
> *(…)" El original no está resaltado.*

Ahora bien, la metodología tarifaria vigente (RE-0017-JD-2024) establece el siguiente alcance de aplicación para el servicio de inspección técnica vehicular:

> *"(…)*
>
> ***1. Alcance***
> *Esta metodología tarifaria aplica para el servicio de inspección y la reinspección técnica vehicular, por categorías de inspección o reinspección vigentes. La misma, permite determinar las bandas tarifarias que se podrán cobrar en todo el territorio nacional de acuerdo con en el artículo 29 de la Ley N°9078.*
>
> *(…)"*

Asimismo, en el apartado 4. Disposiciones generales, se indica que "La metodología tarifaria para determinar el precio máximo y mínimo por tipo de vehículo para el servicio de inspección técnica vehicular ***se establece para la industria****, mediante el reconocimiento de inversión, costos y gastos promedio …" (El original no está resaltado).*

Por otra parte, la misma metodología tarifaria establece que: "Para calcular el precio máximo y mínimo por categorías de inspección o reinspección vigentes, para el servicio de inspección técnica vehicular, primeramente se obtiene para cada prestador del servicio una banda tarifaria por categoría de inspección y reinspección vigentes, posteriormente dado que ***las bandas tarifarias se fijan para la industria****, se procede a ponderar las diferentes bandas tarifarias con la demanda asociada a cada prestador y así obtener la banda tarifaria de la industria que podrá cobrar cada CIVE." (El original no está resaltado).*

Por lo anterior, se tiene que la metodología tarifaria vigente para el servicio de inspección y reinspección técnica vehicular, corresponde a un procedimiento de cálculo tarifario para la industria, que involucra particularmente a todos los operadores activos que se encuentren prestando el servicio al momento de su aplicación, por lo que no se requiere revisar el cumplimiento de obligaciones legales establecidas en la Ley 7593 "Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos".

D. ANÁLISIS TARIFARIO

Para el presente análisis tarifario se considera lo establecido en el apartado 8.4 Fijaciones tarifarias de oficio de la metodología tarifaria vigente que señala lo siguiente:

"(…)

8.4 Fijaciones tarifarias de oficio

Cuando la presente metodología se aplique en fijaciones tarifarias ordinarias de oficio, la Aresep empleará la información vigente y más actualizada de la que disponga. La fecha de corte de todas las variables a utilizar para realizar el cálculo tarifario será la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional (el 31 de diciembre del año anterior), o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley (…)."

De acuerdo con lo anterior se tiene que la fecha de corte de las variables a utilizar corresponde al 31 de diciembre de 2023, salvo aquellos casos en que no se dispone de la información para ese año de manera completa.

Por otra parte, mediante el Decreto N°43990-MOPT del 24 de abril de 2023, publicado en el Alcance N°73 a La Gaceta N°73 del 27 de abril de 2023, el Poder Ejecutivo modificó parcialmente el Reglamento para la revisión técnica integral de vehículos (Decreto N°30184-MOPT); de manera que estableció que en lo sucesivo cuando en la inspección se detectara un solo defecto grave o peligroso, el vehículo debe realizar la reinspección técnica, pero si se presentaran 2 o más defectos graves o peligrosos, el vehículo debe realizar una nueva inspección técnica integral.

D.1. Cantidad de servicios de inspección y reinspección

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, la cantidad de servicios por categoría de inspección o reinspección para cada prestador, se determina con base en la cantidad de vehículos atendidos de los últimos 12 meses previos a la fecha de corte. En el caso del informe preliminar se consideraron las estadísticas de inspecciones y reinspecciones realizadas de enero a diciembre del año 2023 (12 meses), las cuales fueron remitidas por el Cosevi mediante oficio CSV-DP-FTV-0342-2024 del 25 de octubre de 2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

Ahora bien, el 6 de diciembre de 2024 mediante el oficio CSV-DE-2219-2024 el Cosevi le remitió a la Aresep una corrección de los datos remitidos en el oficio CSV-DP-FTV-0342-2024 señalando:

"(…) observando que la proyección de las futuras tarifas para (sic) presentaría una reducción importante, procedió a realizar una revisión exhaustiva de la información remitida de la data para descartar inconsistencias.

Efectivamente se determinó que dentro de la información remitida por la empresa DEKRA para su análisis, hubo una interpretación imprecisa se llevó a un error en las cantidades remitidas anteriormente.

(…)" El original no está subrayado.

De esta manera, para efectos del presente informe se tomaron para el cálculo tarifario las estadísticas de inspecciones y reinspecciones realizadas de enero a diciembre del año 2023 (12 meses), remitidas por el Cosevi mediante oficio CSV-DE-2219-2024 del 6 de diciembre de 2024 (Información de acceso restringido resguardada en legajo aparte en la Intendencia de Transporte).

Por otra parte, la metodología tarifaria vigente en la sección 5. Fórmula general, estableció en la Tabla 1, las 18 categorías de inspección o reinspección para los CIVE, de la siguiente manera:

Tabla 1: Categorías de inspección o reinspección para los CIVE

N°	Categoría de inspección/reinspección
1	Inspección de Vehículo peso menor a 3,5 T
2	Inspección de Vehículo peso mayor a 3,5 T
3	Inspección de Taxis
4	Inspección de Autobuses-buseta-microbús
5	Inspección de Motocicletas
6	Inspección de Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)
7	Inspección de Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT
8	Inspección de Vehículo tipo remolques o semirremolques
9	Inspección en sitio primer nivel comercialización (por artículo 5 de la ley de tránsito 9078 y decreto 30751-MOPT)
10	Servicios especiales (reposición de documentos, inspección de cambios de características registrales)
11	Reinspección de Vehículo peso menor a 3,5 T
12	Reinspección de Vehículo peso mayor a 3,5 T
13	Reinspección de Taxis
14	Reinspección de Autobuses-buseta-microbús
15	Reinspección de Motocicletas
16	Reinspección de Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)
17	Reinspección de Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT
18	Reinspección de Vehículo tipo remolques o semirremolques

De la tabla anterior, se observa la inclusión de cuatro nuevas categorías con respecto a las categorías que actualmente cuentan con tarifas vigentes aprobadas por la Aresep, a saber:

- *Inspección de vehículo tipo remolques o semirremolques,*
- *Inspección en sitio primer nivel comercialización (por artículo 5 de la ley de tránsito 9078 y decreto 30751-MOPT)*
- *Servicios especiales (reposición de documentos, inspección de cambios de características registrales)*
- *Reinspección de vehículo tipo remolques o semirremolques.*

<u>Sobre la cantidad de inspecciones en sitio primer nivel comercialización y servicios especiales</u>

En el informe preliminar se indicó que en el caso de las categorías inspección en sitio primer nivel comercialización y la de servicios especiales, solamente se disponía de información correspondiente a los meses de enero a agosto de 2024, dado que tal y como lo indicó el Cosevi mediante el oficio CSV-DP-FTV-0342-2024 del 25 de octubre de 2024, "… es a partir de ese año que DEKRA comienza a brindar el servicio luego de integrar sistemas con la plataforma TDcar. Es importante aclarar que el servicio previo a este evento fue manejado por la plataforma TDcar y no fue posible realizar la extracción de dicha data".

Tomando en cuenta la última información recibida por parte del Cosevi (CSV-DE-2219-2024), la cantidad de inspecciones en sitio primer nivel comercialización corresponde al período de octubre de 2023 a agosto de 2024.

En el caso de las cantidades de inspecciones de servicios especiales se cuenta con el período de enero a diciembre 2023, por lo que se utilizan estos datos en el presente informe.

Según la metodología tarifaria vigente en la sección 8.6 se establece lo siguiente:

> *"(…)*
>
> ***8.6 Consideraciones adicionales***
>
> *En caso de que alguna fuente de información requerida para el cálculo de alguna variable de la presente metodología deje de estar disponible para su utilización, la Aresep (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio), tendrá la facultad de sustituir esta fuente de información por otra fuente que sea confiable, basada en información pública, emitida por un ente competente y que técnicamente logre cumplir la finalidad requerida. Para lo cual, se deberá exponer una justificación detallada del cambio, en el informe que sustenta el estudio tarifario en el que se incorporará la nueva fuente de información, en un apartado o sección independiente.*

> *Cuando se requiera de alguna variable adicional indispensable para realizar cálculos intermedios, la Aresep (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio), tendrá la facultad de aplicar estos cálculos empleando los criterios señalados en el párrafo anterior.*
>
> *(…)"*

Conforme con lo anterior, se desprende que la metodología tarifaria le permite a la Intendencia de Transporte, como dependencia aplicadora de la misma, utilizar otra fuente de información confiable y aplicar cálculos intermedios en aquellos casos donde no se cuenta con toda la información requerida para completar los datos de la variable indispensable.

Ahora bien, en el caso de la cantidad de inspecciones para la nueva categoría de inspección en sitio primer nivel comercialización, únicamente se dispone de información para el periodo comprendido entre octubre de 2023 y agosto de 2024 (11 meses), por lo que, para completar el periodo de 12 meses requerido por la metodología tarifaria, es necesario estimar el valor correspondiente al mes de setiembre de 2024.

Dado que no se cuenta con un patrón estacional conocido ni con variables que permitan realizar una predicción basada en métodos estadísticos que incorporen tendencia o estacionalidad, se ha optado por utilizar un promedio simple mensual de los valores observados entre octubre de 2023 y agosto de 2024 como estimación para el mes de setiembre de 2024.

Este enfoque asume que los valores mensuales no presentan fluctuaciones significativas a lo largo del año, lo cual permite obtener una estimación razonable y representativa del comportamiento esperado en setiembre de 2024.

Desde el punto de vista estadístico, el uso del promedio simple es una aproximación conservadora y práctica en ausencia de información adicional que pueda sugerir variaciones estacionales importantes. No obstante, es fundamental considerar que esta estimación está sujeta a revisión y actualización conforme se disponga de datos adicionales que completen la serie del año 2024.

Conforme a lo indicado anteriormente, se obtuvo la cantidad de inspecciones y reinspecciones utilizadas en el cálculo tarifario del presente informe, las cuales corresponden a datos de acceso restringido de conformidad con lo indicado en la sección B.3 anteriormente indicada.

D2. Factor de tiempo de servicio

La metodología tarifaria vigente establece en el inciso c. de la sección 8.7. Aplicación por primera vez, la determinación del factor tiempo de servicio para la primera fijación tarifaria, señalando lo siguiente:

> *"(…)*
>
> ***b. Factor de tiempo de servicio***
>
> *Para el cálculo del factor de tiempo de servicio, para la primera aplicación se solicitarán los tiempos promedio de servicio estimados por categoría tarifaria de inspección y reinspección al COSEVI, y en caso de que no esté disponible, se utilizarán los tiempos de servicio promedio indicados en la "Tabla 2. Tiempo de referencia promedio de revisión técnica para inspección y reinspección por tipo de vehículo."*
>
> *(…)"*

Ahora bien, dado que solamente se cuenta con los tiempos promedios de servicio estimados por categoría establecidos en la Tabla 2 de la metodología tarifaria, y que no se dispone de información o un estudio técnico que actualice dichos valores de acuerdo con lo que establece la metodología tarifaria vigente en la sección 6.4 (considerando que se deben actualizar hasta el año siguiente de que los operadores hayan iniciado con la prestación del servicio, posterior a la entrada en vigencia de la metodología tarifaria), se consideran los siguientes valores en el cálculo tarifario:

Tabla 2. Tiempo de referencia promedio de revisión técnica para inspección y reinspección por tipo de vehículo.

Categoría	Tiempo promedio de revisión técnica para inspección (minutos)	Tiempo promedio de revisión técnica para reinspección (minutos)
Vehículo peso menor a 3,5 T	*20,40*	*13,60*
Vehículo peso mayor a 3,5 T	*26,50*	*15,50*
Taxis	*26,60*	*16,20*
Autobuses-buseta-microbús	*25,60*	*16,40*
Motocicletas	*13,00*	*9,50*
Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)	*13,05*	*11,45*
Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT	*13,70*	*9,38*
Vehículo tipo remolque o semirremolque	*14,60*	*10,00*
Inspección en sitio primer nivel	*5,00*	*-*

Categoría	Tiempo promedio de revisión técnica para inspección (minutos)	Tiempo promedio de revisión técnica para reinspección (minutos)
comercialización (por artículo 5 de la ley de tránsito 9078 y decreto 30751-MOPT)		
Servicios especiales (reposición de documentos, inspección de cambios de características registrales)	*5,00*	*-*

D.3.Estimación de costos del servicio

Según la metodología tarifaria vigente en el inciso b. de la sección 8.7. Aplicación por primera vez, señala la información de costos a utilizar en la primera fijación tarifaria de la siguiente manera:

> *"(…)*
>
> ***c. Información de costos a utilizar:***
>
> *Dentro de los 20 días hábiles posteriores a la fecha de publicación, la Aresep (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio) deberá solicitar al COSEVI los costos operativos y administrativos necesarios para la primera aplicación tarifaria.*
>
> *En caso de que la información de costos requerida no esté disponible, la Aresep (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio) podrá utilizar la información de costos operativos y administrativos, incluyendo el rubro de canon, del servicio de inspección técnica vehicular más recientes que se tenga disponible y que se requiera para la determinación de la banda tarifaria.*
>
> *(…)" El original no está subrayado.*

El presente cálculo tarifario considera la información de costos suministrada por el Cosevi para el periodo 2023 mediante el oficio CSV-DE-1353-2024 del 2 de julio de 2024 de acuerdo con la clasificación establecida en la metodología tarifaria vigente para los costos y gastos operativos y administrativos, así como el canon de regulación vigente para el año 2025, aprobado mediante la resolución RE-0649-RG-2024 del 27 de noviembre de 2024, publicada en el Alcance N°195 a La Gaceta N°227 del 3 de diciembre de 2024 (₡70.174.885).

De modo que en el cálculo tarifario se reconoce un costo total anual por un monto de ₡9 511 956 999,98 cuyo desglose corresponde a datos de acceso restringido de conformidad con la sección B.3 del presente informe.

D.4. Estimación de la rentabilidad del servicio

Según la metodología tarifaria vigente en el inciso d. de la sección 8.7. Aplicación por primera vez, el rendimiento sobre la base tarifaria se determina en la primera fijación tarifaria de la siguiente manera:

> *"(…)*
>
> ***d. Rendimiento sobre la Base Tarifaria***
>
> *Para el cálculo del Rendimiento sobre la Base Tarifaria, para la primera aplicación y hasta tanto exista Base Tarifaria para los prestadores, dado que no hay una inversión inicial, el reconocimiento sobre la base tarifaria se realiza sobre los costos totales del servicio, se reconoce un 100% de capital propio y esta se calcula de la siguiente manera:*
>
> $$\boldsymbol{RSBT} = \boldsymbol{KE} * (\boldsymbol{Co} + \boldsymbol{Ca}) \qquad \textit{ECUACIÓN 27}$$
>
> *Donde:*
> *RSBT = Rendimiento sobre la base tarifaria.*
> *KE = Costo del capital propio. Esta variable se detalla en la sección "(iv) Costo del capital propio (KE)".*
> *Co = Costo operativo anual del servicio, obtenida del inciso "b" de este apartado.*
> *Ca = Costo administrativo anual del servicio, obtenida del inciso "b" de este apartado.*
>
> *(…)" El original no está subrayado.*

Ahora bien, es necesario determinar el valor de costo de capital propio (KE), considerando que los costos operativos y administrativos anuales del servicio que se determinaron en la sección anterior.

Costo de capital propio (KE)

Es importante recordar que, según la metodología tarifaria vigente, para la primera aplicación de la metodología tarifaria, el reconocimiento sobre la base tarifaria se realiza sobre los costos totales del servicio, al considerar que no hay una inversión inicial por parte de los prestadores en ese momento, de manera que se reconoce un 100% de capital propio.

Ahora bien, para determinar el costo del capital propio (KE), como lo establece la metodología tarifaria en la sección iv del apartado "f. Rendimiento sobre la base tarifaria (RSBTt)" se deben obtener los valores de las siguientes variables:

i. Tasa libre de riesgo para Costa Rica (RF): se obtiene de la media aritmética simple de los valores semanales de los últimos 12 meses previos a la fecha de corte de los datos del rendimiento, en colones, a 10 años de la Curva de Rendimiento Soberana estimada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

El valor promedio semanal de la tasa libre de riesgo para Costa Rica para el periodo de enero a diciembre de 2023 corresponde a 8,08%.

ii. Beta apalancado (βA): se obtiene de ajustar el beta desapalancado (βD) a la parte de la inversión que se financia con deuda, y se determina de la siguiente manera:

"(…)

Dado que el mercado accionario en Costa Rica es poco profundo y los prestadores del servicio no coticen en la Bolsa de Valores de Costa Rica, se utiliza los datos del beta desapalancado "unlevered beta" del sector denominado "Business and Consumer Services", esto debido a que empresas que ofrecen el servicio de inspección técnica vehicular son ubicadas dentro de este sector, y se calcula como el promedio simple de los datos de los 60 meses anteriores previos a la fecha de corte. Esta información se toma de la publicación que se realiza en el sitio web del profesor Aswath Damodaran. En caso de que el beta se publique de modo anual, se empleará la información de los últimos 5 datos más recientes, al momento del cálculo del promedio.

(…)" El original no está subrayado.

La fórmula que la metodología vigente considera para hacer el ajuste del beta desapalancado (βD) es la siguiente:

$$\beta A = \beta D * \left[1 + (1 - TI) * \frac{VD_t}{VCP_t}\right] \quad \textit{(Ecuación 23)}$$

Donde:

βA = Beta apalancado. Es el coeficiente de riesgo sistémico de la industria. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina "apalancada" ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda.

βD = Beta desapalancado. El coeficiente que refleja el riesgo sistémico de la industria o Beta. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado, usualmente se obtiene a través de un análisis de regresión partiendo de datos históricos de la relación entre los retornos de un conjunto de empresas de una industria específica y los retornos del mercado.

TI = Tasa de impuesto sobre las utilidades para personas jurídicas.

VDt = Valor de la deuda, por prestador "t". Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero, ligadas a la prestación del servicio público.

VCPt = Valor del capital correspondiente a recursos propios o patrimonio, por prestador "t".

El valor del beta desapalancado para el presente cálculo es de 0,95 considerando el cálculo del promedio de los valores de los últimos 5 años (2019 a 2023), publicados en el sitio web del profesor Aswath Damodaran en la dirección: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html . La Tasa de impuesto sobre utilidades para el caso del servicio de inspección técnica vehicular corresponde a un 30% de conformidad con la Ley N°. 7092 del 21 de abril de 1988 y sus reformas.

Ahora bien, como se indicó anteriormente para el caso de la aplicación por primera vez, el valor de la deuda (VD) es cero dado que se reconoce un 100% del valor de capital propio (VCP).

A partir de la aplicación de la ecuación 23, el valor del beta apalancado es de 0,95 para utilizar en los cálculos del presente estudio.

iii. *Prima de riesgo de mercado (PME): se debe obtener inicialmente el valor de la Prima de riesgo de mercado en dólares (PME$) y la tasa de la variación esperada (expectativa de mercado) del colón respecto al dólar (ED).*

Para determinar la prima de riesgo de mercado en dólares (PME$), la metodología tarifaria vigente establece lo siguiente:

"(…)

Dado que en Costa Rica el mercado de capitales no es un mercado profundo, para determinar esta prima de riesgo de mercado se utiliza una aproximación obtenida de la publicación que se realiza en el sitio web del profesor Aswath Damodaran denominada "Country Default Spreads and Risk Premiums". Se debe utilizar el dato para Estados Unidos correspondiente al "Total Equity Risk Premium" que no incluya volatilidad adicional. Se calcula como el promedio simple de los datos de los 60 meses anteriores previos a la fecha de corte.

(…)"

La fórmula que la metodología vigente considera para obtener la prima de riesgo de mercado es la siguiente:

$$PME = PME\$ * ED + (PME\$ + ED) \qquad \textit{Ecuación 24}$$

Donde:

PME = Prima de riesgo de mercado.

PME$ = Prima de riesgo de mercado, en dólares. Dado que en Costa Rica el mercado de capitales no es un mercado profundo, para determinar esta prima de riesgo de mercado se utiliza una aproximación.

ED = Tasa de la variación esperada (expectativa de mercado) del colón respecto al dólar. Se utiliza la información de las "Expectativas de mercado sobre variación cambiaria a 12 meses", publicada por el BCCR.

Conforme con lo anterior, para el presente cálculo, el valor de la prima de riesgo de mercado en dólares es de 5,21% como resultado del promedio simple de los datos publicados en el sitio web del profesor Aswath Damodaran de los 60 meses anteriores previos a la fecha de corte (de enero 2019 a diciembre 2023) en el siguiente sitio web: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html.

En cuanto a tasa de la variación esperada (expectativa de mercado) del colón respecto al dólar (ED), el valor reconocido en el presente cálculo es de 5,25% a partir del promedio simple de los datos de los 12 meses últimos previos a la fecha de corte (de enero a diciembre del 2023), publicada por el BCCR.

Aplicando a la ecuación 24 el valor de la prima de riesgo de mercado en dólares y tasa de la variación esperada se tiene que el valor de la prima de riesgo de mercado (PME) es de 10,73%.

La metodología tarifaria vigente establece la ecuación 22 para obtener el costo del capital propio de la siguiente manera:

$$KE = RF + \beta A * (PME)$$ *Ecuación 22*

Donde:

KE = Costo del capital propio
RF = Tasa libre de riesgo para Costa Rica de 8,08%
βA = Beta apalancado de 0,95
PME= Prima de riesgo de mercado de 10,73%

A partir de lo anterior y aplicando el procedimiento establecido para la ecuación 22, se tiene que el valor del costo de capital propio corresponde a 18,28%. De esta manera el monto del cálculo del Rendimiento sobre la Base Tarifaria (RSBT) es de ₡1 738 388 330,01.

Los resultados de las variables financieras se encuentran visible en el folio 510 (ET-035-2024).

D.5. Cálculo de las bandas tarifarias

En la sección 6.4 de la metodología tarifaria vigente se establece el procedimiento para determinar los costos directos e indirectos (máximos y mínimos) anuales del servicio a partir de los costos operativos y administrativos (cuyo desglose corresponde a datos de acceso restringido de conformidad con lo indicado en la sección B.3 del presente informe) incluyendo el canon de regulación, así como el rendimiento sobre la base tarifaria.

Ahora bien, para determinar costos tarifarios directos e indirectos (máximos y mínimos) tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente en la sección 6.3, los costos directos son asignados a cada categoría de servicios de inspección y reinspección de acuerdo con el tiempo de servicio (definido en la sección D.3 del presente informe) y la cantidad de servicios de inspección y reinspección (definido en la sección D.1); mientras que los costos indirectos son asignados considerando solamente la cantidad de servicios brindados por categoría.

De acuerdo con la sección "6. Cálculo de banda tarifaria máxima y mínima del servicio por prestador" de la metodología tarifaria vigente, las bandas tarifarias máximas y mínimas se determinan a partir de la suma de los costos tarifarios indirectos (máximos y mínimos) y los costos tarifarios directos (máximos y

mínimos) del servicio, asignados según la cantidad de servicios de inspección y reinspección por categoría anual, en concordancia con lo definido en la sección "7. Participación porcentual de cada prestador, por categoría de inspección o reinspección vigentes, en el mercado".

D.6. Recomendación técnica sobre el análisis tarifario

Teniendo claro el alcance de las competencias exclusivas y excluyentes de la Autoridad Reguladora, recordamos entonces que para efectuar las fijaciones tarifarias debemos ocuparnos del desarrollo de todos y cada uno de los elementos necesarios para definir las mismas, basados por supuesto en la ley y las normativas propias institucionales (metodología tarifaria ordinaria vigente) y que como resultado de tales análisis técnicos y legales ajustados al artículo 16 de la LGAP requieren dictarse los actos administrativos, respetando las reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o bien a partir de los principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.

Asimismo, esta aplicación se apega a lo dispuesto en los artículos 4 y 14 de la Ley 7593, según los cuales la Aresep debe armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores y procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores.

También se alinea con los artículos 4 y 16 de la LGAP, según los cuales "la actividad de los entes públicos deberá estar sujeta en su conjunto a los principios fundamentales del servicio público, para asegurar su continuidad, su eficiencia, su adaptación a todo cambio en el régimen legal o en la necesidad social que satisfacen y la igualdad en el trato de los destinatarios, usuarios o beneficiarios", además que no pueden dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.

De la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria vigente con la información disponible, se obtienen las bandas tarifarias para el servicio de inspección técnica vehicular de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 29 de la Ley 9078, como se muestran a continuación:

Categoría de vehículo	***Bandas tarifarias vigentes (colones)***		***Bandas tarifarias resultantes (colones)***	
	Tarifa máxima	***Tarifa mínima***	***Tarifa máxima***	***Tarifa mínima***
Inspección				
Vehículo peso menor 3.5T	*7.015*	*6.348*	*5.794*	*4.898*
Vehículo peso mayor 3.5T	*9.240*	*8.361*	*6.964*	*5.888*
Taxis	*7.568*	*6.849*	*6.983*	*5.904*
Autobuses-buseta-microbús	*9.240*	*8.361*	*6.792*	*5.742*
Motocicletas	*4.622*	*4.183*	*4.374*	*3.698*
Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)	*9.240*	*8.361*	*4.383*	*3.706*

Categoría de vehículo	Bandas tarifarias vigentes (colones)		Bandas tarifarias resultantes (colones)	
	Tarifa máxima	Tarifa mínima	Tarifa máxima	Tarifa mínima
Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT	*4.254*	*3.850*	*4.508*	*3.811*
Vehículo tipo remolques o semirremolques	*Sin tarifa*	*Sin tarifa*	*4.681*	*3.957*
Inspección en sitio primer nivel comercialización (por artículo 5 de la ley de tránsito 9078 y decreto 30751-MOPT)	*Sin tarifa*	*Sin tarifa*	*2.839*	*2.400*
Servicios especiales (reposición de documentos, inspección de cambios de características registrales)	*Sin tarifa*	*Sin tarifa*	*2.839*	*2.400*
Reinspección				
Vehículo peso menor 3.5T	*1.879*	*1.701*	*4.489*	*3.795*
Vehículo peso mayor 3.5T	*2.475*	*2.240*	*4.853*	*4.103*
Taxis	*2.027*	*1.835*	*4.988*	*4.217*
Autobuses, buseta, microbús	*2.475*	*2.240*	*5.026*	*4.249*
Motocicletas	*1.238*	*1.121*	*3.702*	*3.130*
Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)	*2.475*	*2.240*	*4.076*	*3.446*
Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT	*1.140*	*1.031*	*3.679*	*3.111*
Vehículo tipo remolques o semirremolques	*Sin tarifa*	*Sin tarifa*	*3.798*	*3.211*

A las tarifas propuestas no se les aplica alguna regla de redondeo, ya que, de conformidad con lo señalado en el oficio 245-CDR-2019 y el comunicado de prensa del 25 de junio de 2019 emitido por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos con ocasión de la entrada en vigencia de la Ley de Fortalecimiento de las Finanzas Públicas (9635), las tarifas calculadas no incluyen el impuesto al valor agregado (I.V.A.), el cual debe ser adicionado al momento del cobro a los usuarios.

D.7 Comparación del ajuste tarifario final y la propuesta preliminar:

Las bandas tarifarias propuestas por la Aresep en el informe preliminar IN-0336-IT-2024 conocido en la audiencia pública, visible a folios 468 al 510, varían con respecto a las bandas propuestas del presente informe final, esta diferencia se debe a los siguientes aspectos:

<u>Cantidad de inspecciones y reinspecciones</u>

PROPUESTA PRELIMINAR	INFORME FINAL
CSV-DP-FTV-0342-2024	*CSV-DE-2219-2024*
En el informe preliminar se utilizó la información de cantidad de inspecciones y reinspecciones suministradas por el Cosevi mediante el oficio CSV-DP-FTV-0342-2024, las cuales fueron corregidas por dicho Consejo mediante el oficio CSV-DE-2219-2024.	

PROPUESTA PRELIMINAR	***INFORME FINAL***
Para el informe preliminar no se contó con datos para el año 2023 en las categorías de inspección en sitio primer nivel comercialización y servicios especiales, sin embargo, con la nueva información remitida por el Cosevi para el presente informe se cuenta con nuevos datos: • *Categoría de inspección en sitio de primer nivel de comercialización: se utiliza la información del período enero a diciembre 2023.* • *Categoría de servicios especiales: se utiliza la información del período de octubre 2023 a agosto 2024, y se estima la cantidad de servicios para el mes de setiembre 2024, como mejor aproximación que permite completar el período de 12 meses.*	

<u>Canon de regulación</u>

PROPUESTA PRELIMINAR	***INFORME FINAL***
Valor vigente para el año 2024	*Valor vigente para el año en que se realiza la fijación*
En el inciso iv del apartado c.1 de la sección 6.4 de la metodología tarifaria vigente se indica que el canon a utilizar corresponde a los valores vigentes para el año en que se realiza la fijación. *En el informe preliminar del 18 de noviembre de 2024 se utilizó el valor del canon que se encontraba vigente en ese momento y que correspondía al período 2024, sin embargo, el 3 de diciembre de 2024 fue publicado el valor del canon para el período 2025 en el Alcance N°195 a La Gaceta N°227, por lo que se actualiza dicho valor en concordancia con lo dispuesto en la metodología tarifaria vigente.*	

(…)"

II. Igualmente, del informe IN-0006-IT-2025 del 14 de enero de 2025, que sirve de fundamento a la presente resolución, en relación con las posiciones presentadas en el proceso de audiencia pública, se tiene lo siguiente:

"(…)

E. AUDIENCIA PÚBLICA

En el siguiente apartado se analizarán las posiciones admitidas en la audiencia pública virtual realizada el 16 de diciembre de 2024, según lo indicado por la Dirección General de Atención al Usuario en el informe de posiciones y coadyuvancias IN-0780-DGAU-2024 del 19 de diciembre de 2024 (folios 717 al 718).

E.1 POSICIONES ADMITIDAS

E.1.1 POSICIONES RECIBIDAS EN LA AUDIENCIA PÚBLICA VIRTUAL

1. ***Oposición:*** *Julio Rodríguez Obaldía, cédula de identidad número 1-1183-0256 y el señor José Soto Vargas cédula de identidad número 2-0642-0387, en su condición de apoderados generalísimos de la empresa Dekra Costa Rica S.A., cédula jurídica 3-101-860392. Observaciones: El señor Julio Rodríguez Obaldía hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presentan escrito (visible a folio 699). Notificaciones: a los correos electrónicos jose.sotovargas@dekra.com y castorga@krestoncostarica.com*

   Sobre el número de servicios prestados durante el 2023

   - *Indica que se tomó como cantidad de servicios los indicados por el Cosevi, mediante oficio N°CSV-DP-FTV-0342-2024, del 25 de octubre de 2024.*
   - *Luego de la revisión a esa información, mediante el oficio CSV-DE-2219-2024 del 6 de diciembre de 2024, el Cosevi rectificó el número de inspecciones y reinspecciones del período enero a diciembre 2023.*
   - *En el denominado anexo C de dicho oficio, se desagregó la información respecto a la cantidad de inspecciones primer nivel de comercialización (Decreto 30.751) y Cantidad de inspecciones Primer Nivel de Comercialización de IPN.*
   - *Se visualizan importantes diferencias en la cantidad de servicios, dado que en el Oficio N°CSV-DP-FTV-0342-2024 equivocadamente se duplicó el número de servicios en ciertas categorías.*
   - *Se estima de la más alta importancia recalcular las tarifas utilizando como base exclusivamente las estadísticas contenidas en el Oficio N°CSV-2219-2024.*

   Sobre la exactitud de la información incorporada dentro del estudio tarifario

   - *En el anexo C del oficio CSV-DE-2219-2024, se encuentra la estadística de servicios prestados por "Inspección en sitio primer nivel de comercialización e inspecciones especiales"; sin embargo, dentro de los gastos y costos reconocidos en esta propuesta tarifaria parece que no se incluyó partida alguna respecto a la atención de este servicio, ya que para la fecha de corte de información -diciembre de 2023-, tales costos y gastos no se incurrían.*
   - *Se solicita a la Intendencia de Transportes que se considere una partida específica por concepto de costos y gastos incurridos en este nuevo servicio, el cual se encuentra en plena ejecución actualmente.*
   - *Solicitan se ajusten las bandas tarifarias tomando como base la información exacta brindada por el Cosevi en el oficio N°CSV-DE-2219-2024*

- *Señalan como advertencia de confidencialidad que los documentos CSV-DE-2219-2024 y DEKRACR-2024-2027 sean incorporados dentro del legajo de confidencialidad que corre en este expediente administrativo.*

2. ***Oposición:*** *Carlos Maffioli Barrantes cédula de identidad número 1-1173-0803. Observaciones: hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 69,703). Notificaciones: al correo electrónico cmaffioli@krestoncostarica.com*

Sobre el reconocimiento de inversión de capital (activos) realizada por DEKRA Costa Rica

- *Indica que según los Estados Financieros de la compañía DEKRA, al 31 de diciembre de 2023, contaba con un activo no corriente, partida "Planta, mobiliario y equipo", por la suma de ₡371.363.894.*
- *En la partida de "Otros Activos no corrientes", tenía registrada la suma de ₡165.959.659 de los cuales en licencias de software tenía registrada la suma de ₡100.560.597.*
- *En la resolución RE-0017-JD-2024 "Metodología Tarifaria del Servicio de Inspección Técnica Vehicular", se indicó que para la aplicación de la tarifa por primera vez en tanto no exista base tarifaria, el reconocimiento del rendimiento se realiza sobre costos totales del servicio. Este tratamiento se justifica en que no hay una inversión inicial.*
- *Como se indica en el antecedente N° 30 del oficio IN-0336-IT-2024, el Cosevi prorrogó hasta el día 27 de julio de 2025 la prestación de servicio de revisión técnica vehicular a favor de DEKRA, bajo la modalidad de uso en precario.*
- *Por la incertidumbre que actualmente reviste el proceso licitatorio del Servicio de Inspección Vehicular, DEKRA cuenta hasta el día 27 de julio de 2025 para recuperar la inversión incurrida en activos.*
- *La Intendencia de Transportes debe tomar en cuenta dicha circunstancia para reconocer un valor por servicio prestado que reintegre a la compañía la inversión real en activo fijo.*
- *Es un derecho de DEKRA recuperar su inversión antes del 27 de julio de 2025, ya que, de lo contrario, su recuperación es incierta. Se insta a la Intendencia de Transportes a considerar este aspecto vital, para que sea reconocido su reintegro dentro de la tarifa.*

Sobre el reconocimiento de depreciación acumulada

- *La propuesta tarifaria no reconoce monto alguno por concepto de depreciación y dicho gasto se encuentra registrado dentro de los Estados Financieros de la compañía.*
- *Llama la atención de que el gasto por depreciación es parte de la cuantificación del Costo Anual Total, específicamente en la conformación del costo indirecto.*

- *Solicita que se reconozca ese gasto, el cual deriva del activo fijo que se encuentra completamente integrado en la prestación del servicio público.*

Sobre el reconocimiento de monto real por canon de Aresep

- *En la propuesta tarifaria se consignó un valor de canon de ₡131.596.840,97 y el monto pagado en el periodo 2023 fue de ₡147,079.637.*
- *Estima pertinente actualizar el valor del Canon en la propuesta tarifaria, a fin de que las tarifas que se cobren alcancen para pagar el valor real del canon para periodos futuros.*
- *Solicita que se tome en consideración lo expuesto para la determinación de una tarifa que asegure el equilibrio económico de la compañía Dekra Costa Rica S.A.*

E.1.2 POSICIONES ENVIADAS AL EXPEDIENTE:

3. ***Coadyuvancia parcial:*** *Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad número 5-0302-0917. Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 688). Notificaciones: a los correos electrónicos jorge.sanarrucia@aresep.go.cr, consejero@aresep.go.cr*

Sobre la aplicación del modelo tarifario

- *El 9 de abril de 2024, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0017-JD-2024 que corresponde a la Metodología Tarifaria del Servicio de Inspección Técnica Vehicular, publicada en el Alcance No. 78 a La Gaceta No.73 del 25 de abril de 2024.*
- *El presente proceso de fijación tarifaria ordinaria de oficio es el primero que se tramita desde que la metodología fue emitida por la Junta Directiva de la Aresep.*
- *La metodología para la fijación de las bandas tarifarias a cobrar por el servicio de inspección técnica vehicular no solo responde a la necesidad ineludible, sino que constituye una obligación cumplida de acuerdo con el marco normativo que rige a la Aresep.*
- *El instrumento regulatorio permite a los actores involucrados comprender las reglas del juego, contribuye a que la regulación sea previsible, generando así seguridad jurídica y confianza en la entidad reguladora. Además, garantiza que la regulación sea oportuna, coherente y sistémica, alineándose con el valor público que se busca alcanzar a través de la regulación.*

Sobre las tarifas propuestas para el servicio de inspección

- *Se espera que la fijación tarifaria cumpla con la obligación contenida en el artículo 6 de la Ley 7593, de apegarse a información oportuna de los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida conforme a la metodología tarifaria vigente.*
- *La Consejería del Usuario apoya la propuesta de rebaja de tarifas para el servicio de inspección técnica vehicular.*

Sobre las tarifas propuestas para el servicio de reinspección

- *Preocupa que en el presente estudio no existe la relación proporcional entre inspección y reinspección técnica vehicular. La tarifa propuesta supera en la mayoría de las categorías de vehículos el 70% del costo de la primera.*
- *Si bien la tarifa propuesta para el servicio de inspección vehicular disminuiría implicando que el servicio de reinspección deba aumentar, se considera que dicho porcentaje de aumento no es proporcional, por lo que deviene necesario revisar dicho porcentaje con base en información técnica sustentada y en apego a la metodología vigente.*
- *Solicita que se apruebe la solicitud tarifaria para el servicio de inspección técnica de vehículo.*
- *Solicita que se rechace la solicitud tarifaria para el servicio de reinspección técnica de vehículo y que la fijación tarifaria para el servicio de reinspección tenga una fijación proporcional respecto a la tarifa propuesta para el servicio de inspección según lo indicado en su escrito y la información contenida en el expediente ET-035-2024.*

E.2 RESPUESTAS A LAS POSICIONES ADMITIDAS

Cuadro guía de respuestas		
# de posición	***Opositor***	***# de respuesta(s)***
1	*Julio Rodríguez Obaldía y José Soto Vargas*	*1 y 2*
2	*Carlos Maffioli Barrantes*	*3 y 4*
3	*Consejero del Usuario Jorge Sanarrucia Aragón*	*5, 6 y 7*

1. Sobre el número de servicios prestados durante el 2023

Tal y como se indicó en la sección "D.1 Cantidad de servicios de inspección y reinspección", para el cálculo tarifario se utilizaron los datos suministrados por el Cosevi mediante el oficio CSV-DE-2219-2024 del 6 de diciembre de 2024, con el cual corrigen algunos datos enviados previamente y que fueron considerados en el informe preliminar, lo que efectivamente presenta un cambio en los resultados que se mostraron en el informe preliminar de presente estudio.

2. Sobre la exactitud de la información incorporada dentro del estudio tarifario

La sección 3 de la metodología tarifaria vigente establece dentro de las definiciones empleadas el concepto "Fecha de corte", el cual corresponde a la fecha que se utiliza como referencia para la obtención de todas las variables a utilizar para realizar el cálculo tarifario y será la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional (31 de diciembre del año anterior), por lo que en el presente estudio la fecha de corte corresponde al 31 de diciembre de 2023. Así las cosas, los costos generados en el periodo 2024 derivados de la "cantidad de inspecciones primer nivel de comercialización de IPN", como lo señala el opositor, podrán ser reconocidos en un eventual proceso de fijación tarifaria que considere como fecha de corte el 31 de diciembre de 2024, tal y como lo dispone la metodología tarifaria vigente.

Ahora bien, en cuanto a los costos reconocidos en el presente informe para el período 2023, se incluyeron los costos y gastos correspondientes para el servicio en cada una de las categorías de inspección y reinspección, incluyendo la categoría de sitio primer nivel de comercialización, los cuales fueron suministrados por el Cosevi mediante el oficio CSV-DE-1353-2024, tal y como se indicó en la sección D.3 Estimación de costos del servicio. Además, el opositor no indica cuales son los costos, que a su criterio, no están siendo reconocidos en la información brindada por el Cosevi.

Por otra parte, se reitera que para la determinación de las bandas tarifarias se tomó como base la información remitida por el Cosevi a la Aresep mediante el oficio CSV-DE-2219-2024 del 6 de diciembre de 2024.

En cuanto a la advertencia de confidencialidad de los documentos CSV-DE-2219-2024 y DEKRACR-2024-2027 que hace la opositora, se recuerda que, tal como fue mencionado ampliamente en el apartado ***B.3 Sobre la información temporalmente manejada como restringida****, esta información (entiéndase toda la información recibida y utilizada para este proceso tarifario y que cuente con las mismas características con las que cuenta la información dispuesta como restringida en el Por tanto I de la resolución RE-0057-IT-2024 y dentro de la cual se contemplan los oficios CSV-DP-FTV-0342-2024, CSV-DE-2219-2024 y DEKRACR-2024-2027) se encuentra incorporada temporalmente en un legajo de acceso restringido en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 148 de la LGAP y 21 del Código Procesal Contencioso Administrativo conforme fue analizado desde la resolución RE-0057-IT-2024, de la cual la aquí opositora tiene conocimiento.*

3. Sobre el reconocimiento de inversión de capital (activos) realizada por DEKRA CR y la depreciación acumulada.

Si bien es cierto que contablemente, las normas internacionales de información financiera indican que los rubros de propiedad, planta y equipo son partidas que usualmente tiene mayor importancia relativa en los estados financieros, los cuales tienen carácter tangible y de manera adicional los sistemas informáticos, es una de las categorías que componen la partida de activos intangibles por ser identificables, de carácter no monetario, sin apariencia física y que son utilizados por una entidad, para el desarrollo de las actividades asociadas con su giro habitual de negocios, se debe de tener presente que en el considerando quinto de la resolución 2022-001022, mediante la cual se otorgó el permiso de uso en precario a la empresa Dekra Costa Rica S.A., se hace referencia a las condiciones generales en que se otorga el permiso de uso en precario y se indica en el inciso I. Objeto del permiso, lo siguiente:

> *"(…)*
>
> *Mediante este acto se otorga, en condición de permiso en precario, el uso de los terrenos, las edificaciones, las unidades móviles propiedad del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, los cuales son necesarios para la operación del servicio de IVE. En caso de ser necesario reemplazar equipos propiedad del Estado, de forma que permita prestar el servicio en condiciones de efectividad, previo criterio favorable del Órgano Fiscalizador, deberá sustituir esos equipo s (sic), cuyos gastos serán reconocidos en la tarifa y pasarán a ser propiedad del Estado una vez adquiridos por el Permisionario.*
>
> *(…)" El original no está subrayado.*

Asimismo, se indica en el inciso 1 de las condiciones específicas del servicio lo siguiente:

> *"(…)*
>
> *CONDICIONES ESPECÍFICAS PARA EL SERVICIO*
>
> *1. De las Estaciones y Equipos para la /VE*
>
> *El Estado pondrá a disposición del Permisionario las estaciones y equipos de la inspección técnica vehicular, conforme con el detalle de equipos e instalaciones adjunto.*
>
> *(…)"*

De acuerdo con lo anterior, las sumas registradas bajo las partidas "Planta, mobiliario y equipo", así como "licencias de software" para ser reconocidas tarifariamente tienen que ser autorizadas por el ente competente, en este caso el Cosevi.

En ese sentido, no se observa en la resolución 2022-001022, que el operador actual cuente con el visto bueno para invertir en propiedad, planta y equipo y desarrollar o comprar bienes intangibles, cuando la revocabilidad es una condición natural e inherente al permiso de uso en precario.

Ahora bien, en la sección 6.4 inciso "f. Rendimiento sobre la base tarifaria ($RSBT_t$)", la metodología tarifaria vigente define la base tarifaria de la siguiente manera:

> *"(…)*
>
> *vi. Base Tarifaria (BT)*
>
> *La base tarifaria está compuesta por aquellos activos fijos como son las instalaciones, equipo, maquinaria y vehículos necesarios para la prestación del servicio, en propiedad del prestador del servicio, en los que se hizo una inversión, y que defina el Cosevi. Representa la suma de la inversión de los activos fijos que están compuestos por las instalaciones, equipo, maquinaria y vehículos para la prestación del servicio, por prestador "t".*
>
> *(…)" El original no está subrayado.*

Así mismo, el apartado 8.7 Aplicación por primera vez, la metodología tarifaria también establece el tratamiento para la determinación del rendimiento sobre la base tarifaria:

> *"(…)*
>
> *d. Rendimiento sobre la Base Tarifaria*
>
> *Para el cálculo del Rendimiento sobre la Base Tarifaria, para la primera aplicación y hasta tanto exista Base Tarifaria para los prestadores, dado que no hay una inversión inicial, el reconocimiento sobre la base tarifaria se realiza sobre los costos totales del servicio, se reconoce un 100% de capital propio y esta se calcula de la siguiente manera:*
>
> *(…)" El original no está subrayado.*

Conforme con lo anterior, el presente estudio no considera una estimación de la base tarifaria pues se parte de que el prestador no realiza inversiones, más aún, si se cuenta en una condición legal de permiso en precario, como es el

caso de la empresa Dekra Costa Rica S.A. Sin embargo, en un eventual proceso de fijación tarifaria ordinaria, posterior a la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria y con la información correspondiente, se realizará el tratamiento correspondiente a los costos y gastos que conforman la base tarifaria según lo dispuesto en dicha metodología tarifaria.

En cuanto a "la incertidumbre que actualmente reviste el proceso licitatorio del Servicio de Inspección Vehicular", se le indica al opositor que dicha situación y sus implicaciones se encuentran fuera del alcance de la aplicación de la metodología tarifaria vigente y de las competencias de la Aresep.

Ahora bien, con respecto a la depreciación acumulada, se indica que la metodología tarifaria vigente establece en la sección 6.4 el inciso "c.2 Costos de depreciación (Dep_t)" del Costo indirecto máximo ($C_{It(max)}$) que contempla únicamente la depreciación de los activos necesarios para prestar el servicio público regulado, detallados en la sección "f. Rendimiento sobre la base tarifaria ($RSBT_t$)", "vi. Base Tarifaria (BT)", en la "Tabla 7. Listado de activos fijos".

Considerando lo indicado anteriormente, se reitera que el presente estudio corresponde a la aplicación de la metodología tarifaria por primera vez, cuyo procedimiento parte del escenario donde los operadores no han realizado inversiones en activos fijos, de modo que no se considera una base tarifaria para calcular la rentabilidad, y por lo tanto tampoco el costo de depreciación asociado a la base tarifaria, condiciones operativas relacionadas con la situación actual de permiso de uso en precario.

4. Sobre el reconocimiento de monto real por canon de Aresep

Tal y como se indicó en la sección D.3 Estimación de costos del servicio y de conformidad con lo indicado en el inciso iv del apartado c.1 de la sección 6.4 de la metodología tarifaria vigente se indica que el canon a utilizar corresponde a los valores vigentes para el año en que se realiza la fijación.

En el informe preliminar del 18 de noviembre de 2024 se utilizó el valor del canon que se encontraba vigente en ese momento y que correspondía al período 2024, sin embargo, el 3 de diciembre de 2024 fue publicado el valor del canon para el período 2025 en el Alcance N°195 a La Gaceta N°227, por lo que se actualiza dicho valor en concordancia con lo dispuesto en la metodología tarifaria vigente.

Ahora bien, con respecto al monto del canon de ¢147.079.638 pagado en el período 2023, se debe indicar que las tarifas vigentes del servicio de inspección técnica vehicular, aprobadas mediante la resolución RE-0018-IT-2023, publicada en el Alcance N°69 a La Gaceta N°69 del 21 de abril de 2023,

ya consideraron el monto del canon de regulación del servicio de inspección técnica para el año 2023, que se encontraba vigente al momento de la fijación tarifaria, según aprobación de la CGR, y de acuerdo con lo establecido en la resolución RE-0621-RG-2022 del 9 de diciembre de 2022, publicada en el Alcance N°272 a La Gaceta N°238 del 14 de diciembre de 2022 (Anexo 8 del informe IN-0040-IT-2023, folios 46 al 59 de expediente ET-010-2023).

Por lo anterior, no corresponde utilizar el monto del canon pagado en el período 2023, dado que corresponde aplicar el monto del canon de regulación para el período 2025.

Valga señalar que, en cualquier momento, cuando un prestador de un servicio público considere estar ante un desequilibrio financiero, puede presentar ante la Aresep una solicitud de ajuste ordinario de tarifas, cumpliendo para ello con los requisitos de admisibilidad vigentes y el debido proceso. Hasta el momento, desde que la empresa Dekra Costa Rica S.A. inició operaciones en el país, no ha presentado ante la Aresep alguna solicitud de ajuste ordinario de tarifas.

5. Sobre la aplicación del modelo tarifario

Efectivamente se dispone de una metodología tarifaria, la cual fue aprobada por la Junta Directiva de la Aresep para establecer las bandas tarifarias del servicio de inspección técnica vehicular, según lo dispuesto por el artículo 29 de la Ley 9078 y cuyo objetivo es establecer un procedimiento claro y transparente para las fijaciones tarifarias de este servicio. Este instrumento establece en el inciso a. de la sección 8.7, que una vez aprobada dicha metodología y publicada en el diario oficial La Gaceta, se debe iniciar de oficio con el trámite de una fijación tarifaria ordinaria para la primera aplicación.

6. Sobre las tarifas propuestas para el servicio de inspección

En cumplimiento de lo dispuesto en la metodología tarifaria vigente, el presente estudio considera la cantidad de inspecciones y reinspecciones por cada categoría de vehículo, además de los costos y gastos del servicio, que han sido incorporados en el cálculo tarifario, según la información suministrada por el ente fiscalizador, el Cosevi, para el período 2023.

En cuanto a la rentabilidad, la metodología tarifaria vigente establece el criterio para su reconocimiento en la aplicación de la primera vez, tal y como se indicó en la sección D.4. Estimación de la rentabilidad del servicio del presente informe.

7. Sobre las tarifas propuestas para el servicio de reinspección

Con respecto a la relación proporcional entre el servicio de inspección y de

reinspección, se indica que en la sección 6.4 inciso a. Factor de tiempo de servicio (FT) de la metodología tarifaria vigente, el factor tiempo corresponde a un promedio del tiempo que requieren la inspección y reinspección para los diferentes tipos de revisión técnica por tipo de vehículos, considerando que las diferencias que se presentan son producto de distintos factores como las características y tipologías de los vehículos.

De esta forma en la sección 6.3 Determinación de los costos directos máximos y mínimos e indirectos máximos y mínimos, la metodología tarifaria vigente establece que los costos tarifarios directos máximo por categoría de inspección o reinspección corresponde a la sección de la tarifa que se compone de los costos directos operativos, una proporción del rendimiento sobre la base tarifaria y el factor de tiempo de servicio según la siguiente ecuación:

$$CTD_{t,i(max)} = FT_i * \left(\frac{CD_{t(max)}}{\sum_{i=1}^{n} (FT_i * Q_{t,i})} \right)$$ *Ecuación 4*

Donde:

$CTD_{t,i(max)}$ = Costo tarifario directo máximo anual por categoría de inspección o reinspección vigentes "i", del prestador "t".
FT_i = Factor de tiempo de servicio de revisión técnica de inspección o reinspección, por categoría de inspección o reinspección vigentes "i". El procedimiento para obtener esta variable se detalla en la sección 6.4., sección "a. Factor de tiempo de servicio (FT_i)".
$CD_{t(max)}$ = Costo directo máximo anual de cada prestador "t". El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 6.4., sección "b. Costo directo máximo anual del servicio ($CD_{t(max)}$)".
$Q_{t,i}$ = Cantidad de servicios de inspección y reinspección, por categoría de inspección o reinspección vigentes "i", del prestador "t". Esta variable se determina con base en la cantidad de vehículos atendidos de los últimos 12 meses previos a la fecha de corte, por categoría de inspección o reinspección vigentes "i", y este dato se obtiene de las estadísticas del servicio remitidas a la Aresep o mediante solicitud al COSEVI para cada prestador.
i = Cada una de las categorías de inspección o reinspección vigentes. Según se muestra en la "Tabla 1: Categorías de inspección o reinspección para los CIVE".
n = Cantidad total de las categorías de inspección o reinspección vigentes.
t = Índice que representa cada prestador de inspección técnica vehicular.

Tal y como se indicó en la sección D.2 Factor tiempo de servicio del presente informe tarifario, para el cálculo tarifario se utilizaron los valores establecidos en la Tabla 2 de la metodología tarifaria vigente.

De esta manera la distribución de los costos entre la inspección y la reinspección en cada categoría de vehículo se realiza a partir del factor tiempo y la cantidad de inspecciones y reinspecciones realizadas en cada categoría, según la información suministrada por el Cosevi; con lo que se define la proporción de las tarifas de reinspección con respecto a las tarifas de inspección, en concordancia con la metodología tarifaria vigente.

(…)"

III. Conforme con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es fijar las bandas tarifarias máximas y mínimas para el servicio de inspección técnica vehicular según se dispone.

POR TANTO:

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

EL INTENDENTE DE TRANSPORTE A.Í.

RESUELVE:

I. Acoger el informe IN-0006-IT-2025 del 14 de enero de 2025 y proceder a fijar las bandas tarifarias para el servicio de inspección técnica vehicular de la siguiente manera:

Categoría de vehículo	***Tarifa máxima (colones)***	***Tarifa mínima (colones)***
Inspección		
Vehículo peso menor 3.5T	*5.794*	*4.898*
Vehículo peso mayor 3.5T	*6.964*	*5.888*
Taxis	*6.983*	*5.904*
Autobuses-buseta-microbús	*6.792*	*5.742*
Motocicletas	*4.374*	*3.698*
Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)	*4.383*	*3.706*
Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT	*4.508*	*3.811*
Vehículo tipo remolques o semirremolques	*4.681*	*3.957*
Inspección en sitio primer nivel comercialización (por artículo 5 de la ley de tránsito 9078 y decreto 30751-MOPT)	*2.839*	*2.400*
Servicios especiales (reposición de documentos, inspección de cambios de características registrales)	*2.839*	*2.400*
Reinspección		

Categoría de vehículo	*Tarifa máxima (colones)*	*Tarifa mínima (colones)*
Vehículo peso menor 3.5T	*4.489*	*3.795*
Vehículo peso mayor 3.5T	*4.853*	*4.103*
Taxis	*4.988*	*4.217*
Autobuses, buseta, microbús	*5.026*	*4.249*
Motocicletas	*3.702*	*3.130*
Equipo especial (Maquinaria obras, agrícola)	*4.076*	*3.446*
Vehículos eléctricos, históricos y por decreto 30709-MAG-MOPT	*3.679*	*3.111*
Vehículo tipo remolques o semirremolques	*3.798*	*3.211*

A las tarifas propuestas no se les aplica alguna regla de redondeo, ya que, de conformidad con lo señalado en el oficio 245-CDR-2019 y el comunicado de prensa del 25 de junio de 2019 emitido por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos con ocasión de la entrada en vigencia de la Ley de Fortalecimiento de las Finanzas Públicas (Ley 9635), las tarifas calculadas no incluyen el impuesto al valor agregado (I.V.A.), el cual debe ser adicionado al momento del cobro a los usuarios.

II. Ordenar a los operadores de los servicios de inspección técnica vehicular remitir a la Intendencia de Transporte, las estadísticas de los servicios brindados según las categorías establecidas en la metodología tarifaria vigente, así como los estados financieros y documentos de contabilidad regulatoria de acuerdo con las disposiciones que para estos fines establezca la Aresep.

III. Las tarifas del Por Tanto I rigen a partir del día natural siguiente de su publicación en el Diario La Gaceta.

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

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

Paolo Varela Brenes, Intendente de Transporte a.i.—1 vez.—O.C.Nº 822024103800021.—Solicitud Nº 565450.—(IN2025919181).

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0002-IE-2025
SAN JOSÉ, A LAS 12:36 HORAS DEL 10 DE ENERO DE 2025

APLICACIÓN ANUAL DE OFICIO DE LA "METODOLOGÍA DE FIJACIÓN DE TARIFAS PARA GENERADORES PRIVADOS AMPARADOS AL CAPÍTULO I DE LA LEY 7200 QUE HAYAN RENOVADO Y QUE RENUEVEN CONTRATO DE COMPRA-VENTA DE ELECTRICIDAD CON EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)" PARA PLANTAS EÓLICAS EXISTENTES, DE ACUERDO CON LO DISPUESTO POR MEDIO DE LA RESOLUCIÓN RE-0021-JD-2022 DEL 29 DE MARZO DE 2022.

ET-091-2024

RESULTANDO:

I. Que el 29 de marzo de 2022, mediante la Resolución RE-0021-JD-2022, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *"Metodología de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el instituto costarricense de electricidad (ice)"*, la cual fue publicada en Alcance 74 a la Gaceta 70 del 19 de abril de 2022, la cual deroga la anterior metodología dictada por medio de la resolución RJD-009-2010 del 07 de mayo de 2010 y sus reformas.

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 18 de junio de 2024, mediante la resolución RE-0046-IE-2024, la IE fijó la tarifa de referencia para las plantas eólicas existentes, la cual fue publicada en el alcance 115 a la Gaceta 113 del 17 de junio de 2024. (ET-030-2024 folio 152 al 191).

IV. Que el 30 de abril de 2024, la empresa Aeroenergía S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2023. (OT-023-2024).

V. Que el 30 de abril de 2024, la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2023. (OT-023-2024).

VI. Que el 29 de julio de 2024, por medio del oficio OF-0681-IE-2024 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 13 de agosto de 2024. (folios 120 al 125 del OT-023-2024).

VII. Que el 27 de agosto de 2024, por medio del oficio OF-0809-IE-2024 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 30 de agosto de 2024. (folios 378 al 381 del OT-023-2024).

VIII. Que el 8 de noviembre de 2024, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta 210 y el 11 de noviembre de 2024 en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, a celebrarse el 11 de diciembre de 2024 (folios 50 al 53 y del 54 al 55 del ET-091-2024).

IX. Que el 11 de diciembre de 2024 se llevó a cabo la audiencia pública, de forma virtual, mediante la plataforma Zoom, tal y como consta en el acta AC-0511-DGAU-2024 (folio 72 del ET-091-2024).

X. Que el 13 de diciembre de 2024, mediante el informe IN-0771-DGAU-2024, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (folio 74 del ET-091-2024).

XI. Que el 10 de enero de 2025, mediante el informe técnico IN-0003-IE-2025, la IE analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que tengan contrato privado o que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas nuevas, con condiciones similares a las que establece la Ley 7200.

CONSIDERANDO:

I. Que del informe técnico IN-0003-IE-2025, 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 (Aresep), 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:*
>
> *[…]*
>
> *a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, trasmisión, distribución y comercialización.*
>
> *[…]*

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) […]*

Asimismo, 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 de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el instituto costarricense de electricidad (ice)", dictada mediante la resolución RE-0021-JD-2022.

III. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria

En relación con el uso de información obtenida de contabilidad regulatoria, de conformidad con lo dispuesto en la RIE-132-2017 y la RE-0060-IE-2021, información con corte a diciembre 2023, la IE recibió y validó, en el marco del proceso de seguimiento realizado para tales efectos, la información aportada las 2 plantas eólicas existentes que componen el sector, las cuales respondieron en forma, fondo y tiempo.

En este contexto, una vez completado el proceso de valoración y análisis técnico de la información aportada, esta información fue utilizada como insumo en el cálculo de las variables metodológicas de costos de explotación, inversión y apalancamiento, cuyo detalle se presenta más adelante en el apartado correspondiente a cada variable.

Cabe destacar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta para efectos de consulta en el expediente OT-023-2024, además, dicha información es incluida en el anexo 17 "Información de contabilidad regulatoria" del presente informe.

2. Aplicación anual de oficio de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de la ""Metodología de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el instituto costarricense de electricidad (ice)", según lo establecido en la resolución RE-0021-JD-2022.

La fórmula general del cálculo tarifario, establecida en la mencionada metodología vigente aplicable, es la siguiente:

2.1 Banda Tarifaria

Se calcularán dos (2) bandas tarifarias, una aplicable a plantas eólicas y una aplicable a plantas eólicas que cumplan con los supuestos supra citados, según las siguientes fórmulas:

Tarifa tope (TT_f):

$$\mathbf{TT_f} = \frac{(\mathbf{Ca_f} + \sigma) + (\mathbf{I_f} * \mathbf{Xu_f} * \mathbf{Ke_f})}{(\boldsymbol{H_f} * \boldsymbol{Fp_f})}$$

Tarifa piso (TP_f):

$$\mathbf{TP_f} = \frac{(\mathbf{Ca_f} - \mathrm{X}\sigma) + (\mathbf{If_f} * \mathbf{Xu_f} * \mathbf{Ke_f})}{(\boldsymbol{H_f} * \boldsymbol{Fp_f})}$$

En donde:

Ca = Costos de explotación unitarios promedios por kW contratado.
σ = Desviación estándar del costo de explotación del grupo de plantas de generación eléctrica a las cuales se pretende aplicar la metodología, respecto a su costo de explotación promedio, por kW contratado.
X = Cantidad de desviaciones estándar a incluir en la estimación del límite inferior de la banda tarifaria de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología. Ver sección 3.2.4 denominada "Definición de la banda tarifaria"
I = Inversión unitaria promedio por kW contratado.
Xu = Factor promedio de antigüedad de las plantas.
Ke = Costo de capital.
H = Cantidad de horas anuales promedio que el grupo de plantas estuvo en operación generando energía para venta al ICE en los últimos 5 años.
Fp = Factor de planta.
f = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

Es importante destacar que el límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determina considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando el tope el grupo de plantas eólicas a las que les aplica la metodología, con la información correspondiente a cada fuente de generación.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar definida para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas multiplicada por la desviación estándar estimada para

cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, con la información correspondiente a cada fuente de generación.

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

Tabla 1
Banda tarifaria para plantas privadas eólicas existentes

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión ($/kW)	4 263,34	4 263,34	4 263,34
Costo Explotación ($/kW)	23,83	130,04	165,44
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	10,55%	10,55%	10,55%
Horas en operación	2 889,1	2 889,1	2 889,1
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio $/kWh	**0,02382**	**0,06058**	**0,07284**

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía, Aresep.

A continuación, se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables según la citada metodología vigente aplicable.

2.2 Cálculo de las variables del modelo

2.2.1 Costo anual de explotación (Ca)

El costo anual de explotación representa los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación y gastos financieros, de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar a plantas cuyo costo de la inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos.

Al respecto, la metodología aprobada mediante la resolución RE-0021-JD-2022, establece:

> *"El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero- contable del grupo de plantas a las que les aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*
>
> *Esa información deberá estar justificada de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593, no se contemplarán los costos que no*

correspondan a los necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, indicados en el apartado anterior, ni los definidos en el artículo 32 de esa misma Ley, y contemplará únicamente los costos útiles y utilizables necesarios para prestar el servicio público regulado, que es la venta de energía al ICE."

La fórmula de cálculo establecida en la metodología tarifaria, utilizada en el presente estudio para calcular el costo anual de explotación es la siguiente:

$$Ca_i = \frac{CaT_i}{Pcon_i}$$

Donde:

Cai	=	*Costo de explotación unitario de la planta i.*
CaTi	=	*Costo de explotación total anual de cada planta para mantener y operar la proporción contratada por el ICE de la planta en condiciones normales.*
Pconi	=	*Potencia contratada en kW, de la planta i para el periodo de corte (cierre fiscal).*
i	=	*Cada una de las plantas por grupo.*

Para la determinación de los costos de explotación, en el presente estudio se utilizó la información presentada por los generadores privados de plantas eólicas existentes, en el marco del proceso de Contabilidad Regulatoria promovido por la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo dispuesto en la RIE-132-2017 y la RE-0060-IE-2021, información con corte a diciembre 2023.

En este contexto, dicha determinación de costos tarifarios implicó la revisión, análisis y validación 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-023-2024, además se incluye en el anexo 17 "Información de Contabilidad Regulatoria" del presente informe.

De esta manera, se recolectaron datos de las contabilidades regulatorias mencionadas a partir de los cuales se calcularon los costos de explotación de 2 plantas con contratos vigentes de compra-venta de energía con el ICE y excluyendo aquellas cuyos contratos están vencidos y el ICE señaló la negativa a su renovación.

Las plantas contempladas en el cálculo fueron: Aeroenergía S.A. y Molinos de Viento del Arenal S.A.

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."

Adicionalmente, el artículo 33 de la mencionada ley y su reglamento establecido por el Decreto 29732, indican que las peticiones de los prestadores sobre tarifas deben estar debidamente justificadas con su correspondiente información de respaldo.

De lo citado anteriormente y de lo establecido en la metodología tarifaria vigente, 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:

Molinos de Viento del Arenal, Sociedad Anónima (MOVASA): *Se excluyen gastos por un total de ₡ 4.568.980,96, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-023-2024 y en el anexo 17 "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 atículo 32 Ley 7593
Servicios legales	3 422 890,00	Pago de honorarios, como el pago por concepto de embargos, no son gastos necesarios para la operación o mantenimiento del activo de generación de energía eólica. Según el artículo 32 de la Ley 7593, estos gastos no se aceptan como costos, ya que no están relacionados con la prestación del servicio público y se consideran innecesarios. Por lo tanto, se justifican como excluidos. Se excluyen los honorarios pagados por concepto del CASO 2021-002175 / RESOLUCION EMBARGO ADMINISTRATIVO.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	264 721,60	Aunque estos gastos pueden mejorar la comodidad del personal, no son esenciales para la operación o mantenimiento directo de la planta eólica. Compras de suministros como agua potable y otros insumos para colaboradores y visitas no están directamente relacionados con la prestación del servicio público. Por lo tanto, se justifican como excluidos conforme a lo indicado en el artículo 32 de la Ley 7593.
Canon de regulación	881 369,36	<table><tr><th>EMPRESA</th><th>PLANTA</th><th>CANON CANCELADO 2023</th><th>DETALLE</th></tr><tr><td>MOLINOS DE VIENTO ARENAL S.A.</td><td>TIERRAS MORENAS</td><td>₡4 197 126,88</td><td></td></tr></table> Se reconoce lo correspondiente al Canon cancelado a la Aresep para el periodo 2023.
Total	**4 568 980,96**	

Aeroenergía S.A.: *Se excluyen gastos por un total de ₡ 3.316.545,76, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-023-2024 y en el anexo 17 "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 atículo 32 Ley 7593
Cuotas y Suscripciones	2 566 190,63	Aunque las cuotas anuales a ACOPE pueden ser necesarias para cumplir con ciertos requisitos legales y operativos, no están directamente vinculadas con los costos operativos esenciales para la generación de energía eólica. Al ser de carácter administrativo y no imprescindibles para la operación directa del servicio público, se justifican como excluidas conforme al artículo 32 de la Ley 7593.
Alimentacion y Hospedaje	12 000,00	Aunque estos gastos cubren la alimentación de colaboradores operativos durante giras necesarias para gestiones relacionadas con la operación del activo, no están directamente vinculados con los costos esenciales y continuos de la generación de energía eólica. Como tales, estos gastos se consideran administrativos y no imprescindibles para la prestación del servicio público, por lo que se justifican como excluidos conforme al artículo 32 de la Ley 7593.
Atencion Empleados	110 113,05	Estos gastos, relacionados con la atención a los empleados mediante el alquiler de dispositivos para control de agua potable y de un chiller, no están directamente vinculados con la operación, mantenimiento o administración del activo de generación de energía eólica. Por lo tanto, al no ser esenciales para la prestación del servicio público, se justifican como excluidos conforme al artículo 32 de la Ley 7593.
Recargos y Multas	628 242,07	Las multas y sanciones, como el pago tardío a la municipalidad o la multa impuesta por el ICE, no son gastos necesarios para la operación o mantenimiento del activo de generación de energía eólica. Según el artículo 32 de la Ley 7593, estos gastos no se aceptan como costos, ya que no están relacionados con la prestación del servicio público y se consideran innecesarios. Por lo tanto, se justifican como excluidos.
Total	**3 316 545,76**	

*Una vez obtenidos los valores anteriores de costos totales por planta **(CaT_i)**, se divide cada dato entre la potencia contratada correspondiente a cada planta para obtener el costo de explotación unitario (**Ca_i**), y se convirtieron dichos valores (que estaban en colones por kW) a la divisa de dólares estadounidenses dividiendo por el promedio simple del Tipo de Cambio de Venta de Referencia del BCCR de septiembre 2024, fecha de corte de los datos obtenidos de la contabilidad regulatoria, según lo establecido en la metodología tarifaria. 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 BCCR1 del 11 de diciembre de 2024, 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.*

---

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

En línea con lo anterior, es importante destacar que la información de contabilidad regulatoria de las empresas utilizadas en el cálculo es con corte al cierre fiscal 2023, es decir a diciembre 2023, por lo que cumple con lo indicado en la metodología tarifaria, que establece que la fecha corte de los datos insumo de las variables será la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.

Finalmente, a partir de estos datos se calcula el costo anual de explotación promedio para el grupo de plantas eólicas, este se obtiene como un promedio simple del costo de explotación por kW contratado de cada planta del considerada en el cálculo.

$$Ca_f = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca_i}{n}$$

En donde:

Ca_f *= Costo de explotación promedio para cada grupo de plantas.*
Ca_i *= Costo de explotación anual unitario de la planta i.*
f *= Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.*
i *= Cada una de las plantas por grupo.*
n *= Cantidad de plantas por grupo.*

Adicionalmente, según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, en este caso no se determinaron valores extremos. Por lo tanto, se calcular el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.

Por tanto, el costo de anual de explotación (Ca) resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta privada eólica existente es de 130,04 US$ por kW (ver Anexo 1).

2.2.2 Inversión promedio por kW contratado

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

Al respecto, la metodología tarifaria establecida mediante la resolución RE-0021-JD-2022, indicó:

> *"El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero- contable que remita cada planta a la que le aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*
>
> *Esta información deberá estar justificada de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593 y no se contemplarán las inversiones que no correspondan a las necesarias para mantener y operar la potencia contratada por el ICE indicadas en el apartado anterior, ni las definidas en el artículo 32 de esa misma Ley.*
>
> *En este caso, se considerará el valor al costo histórico del activo fijo de propiedad,planta y equipo de cada planta, proporcional a la potencia máxima contratada por el ICE, con su valor actualizado al presente de conformidad con lo establecido en la sección 6.2 de esta metodología. Se utilizará la información financiero-contable de la inversión del último reporte anual disponible a la fecha de inicio del proceso de fijación tarifaria, de conformidad con las disposiciones de contabilidad regulatoria emitidas para este sector."*

Las fórmulas de cálculo establecidas por la metodología tarifaria, utilizadas en el presente estudio para calcular la variable inversión se detallan a continuación:

$$I_i = \frac{IT_i}{Pcon_i}$$

- I_i = *Monto de la inversión unitaria de la planta i.*
- IT_i = *Inversión total proporcional a la potencia contratada por el ICE de la planta i*
- $Pcon_i$ = *Potencia contratada en kW, para la planta i para el periodo de corte (cierre fiscal).*
- I = *Cada una de las plantas por grupo.*

$$I_f = \frac{\sum_{i=1}^{n} I_i}{n}$$

I_f = *Monto de la inversión promedio para cada grupo de plantas.*
I_i = *Monto de la inversión unitaria de la planta i.*
f = *Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.*
i = *Cada una de las plantas por grupo.*
n = *Cantidad de plantas por grupo.*

La información utilizada para calcular los costos de inversión totales por planta, para la generación de energía para venta al ICE, considera 2 plantas eólicas existentes con contrato con el ICE vigente, que remitieron esta información dentro del proceso de contabilidad regulatoria de 2023 de conformidad con la resolución RE-0060-IE-2021 citada.

Las plantas consideradas en el cálculo son las siguientes: Aeroenergía S.A. y Molinos de Viento del Arenal S.A.

*Los costos de inversión de las plantas (**ITi)** se calcularon a partir de los valores históricos de los activos de propiedad, planta y equipo asociados a la prestación del servicio público de las plantas eólicas existentes de sus respectivas contabilidades regulatorias, para luego convertirlas a dólares utilizando el tipo de cambio de venta del momento en que entró en operación cada planta.*

Posteriormente, de acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, dichos valores fueron indexados a diciembre de 2023 (cierre fiscal anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria), mediante el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (IPP-EEUU) para construcciones nuevas ("Inputs to new construction, goods") obtenido del "Bureau of Labor Statistics" (Series Id WPUIP2310001) y por último, para determinar la variable I_i se dividió por la capacidad contratada de la fecha en que cada planta entró en operación utilizando datos históricos proporcionados por el DOCSE.

En relación con el uso del Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, la metodología vigente establece su utilización, el cual cumple con las siguientes características: proviene de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente.

Al respecto, en primer lugar, debido a que los costos de inversión de las plantas eólicas existentes están consignados con fechas cercanas a inicios de los años noventa, por lo que es necesario indexar dichos valores con un índice de precios representativo con datos disponibles desde ese momento.

Segundo, el Índice de Precios al Productor Industrial de Estados Unidos WPUIP2310001 proviene de la Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos, dicho índice se actualiza cada mes y puede ser recolectado en cualquier

momento por medio de internet, por lo que se considera que es una fuente pública especializada de información técnica y con la información más reciente.

Tercero, tal y como se ha hecho en esta aplicación tarifaria, la indexación se realizó anualmente.

Cuarto, al utilizar este índice una vez más en esta fijación tarifaria considerando las indexaciones de las pasadas fijaciones tarifarias, se ha aplicado, entonces, este índice representativo de manera consistente, considerando que ese es el mismo índice que se utilizó en las aplicaciones tarifarias para las plantas existentes desde el año 2013.

Se demuestra que, al utilizar este índice para indexar los costos de inversión en la presente fijación tarifaria, se da cumplimiento de la metodología.

Por otro lado, el hecho de que los montos de los costos de inversión estén consignados en colones, no imposibilita la aplicación de este índice extranjero sobre esos datos, siempre y cuando exista un tratamiento de conversión de moneda previo (de colones a dólares de Estados Unidos), tal y como lo realiza la IE.

Posteriormente, se aplicó un promedio simple de los datos de inversión de las plantas obtenidos del procedimiento anterior, para calcular el costo de inversión promedio ***(I_f).***

Adicionalmente, según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, en este caso no se determinaron valores extremos. Por lo tanto, se calcular el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.

Así las cosas, el costo de inversión promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo descrito es de $ 4.263,34 por kW (ver anexo 2).

2.2.3 Vida remanente promedio (Xu)

El factor de antigüedad mide la antigüedad de la planta, expresada en función de su valor remanente, dado el tiempo en que las plantas han estado en operación.

De acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, en el cálculo de esta variable se contemplarán las vidas remanentes de cada planta a la que le aplique esta metodología, considerando la información disponible en la Autoridad Reguladora.

En ese sentido, la vida remanente promedio que han tenido las plantas de los generadores privados para la venta de electricidad al ICE, se estima por medio de la siguiente fórmula:

$$Xu = \left(\frac{Vu - Vo_f}{Vu}\right) * (1 - Vr) + Vr$$

En donde:

Vu *= Vida útil promedio de las plantas para generación eléctrica (años).*

Vo$_f$ *= Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).*

Vr *= Valor residual de las plantas (10%).*

f *= Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.*

La vida en operación promedio para el grupo de plantas a los que se les aplica esta metodología se calcula de la siguiente manera:

$$Vo_f = \frac{\sum_{i=1}^{n} Vo_i}{n}$$

En donde:

Vo$_f$ *= Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).*

Vo$_i$ *= Vida en operación promedio de cada planta.*

i *= Cada una de las plantas por grupo.*

n *= Cantidad de plantas por grupo.*

f *= Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.*

*La vida en operación **(Vo$_i$)** de cada planta se estimará como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y la fecha del cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley), según la siguiente fórmula:*

Vo$_i$ = fecha del cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley) **- Fecha de entrada en operación de la planta**

*El promedio de la vida en operación del grupo de plantas (**Vo_f**) se calcula como un promedio simple de las vidas en operación promedio de las diferentes plantas.*

***Nota:** el periodo máximo a considerar para Voi será el correspondiente a la fuente según el numeral anterior (40 o 20 años, ya sea una planta hidroeléctrica o eólica respectivamente).*

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado una vida en operación promedio de 20 años y un factor de vida remanente promedio de 10% (ver anexo 3).

2.2.4 Rentabilidad (Ke)

De acuerdo con la metodología aprobada mediante la resolución RE-0021-JD-2022, el cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, "Capital Asset Pricing Model").

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Ke} = \mathbf{KL} + \beta\mathbf{a} * \mathbf{PR} + \mathbf{RP}$$

Donde:

Ke *= Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.*
KL *= Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.*
PR *= Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.*
RP *= Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.*
βa *= Beta apalancada de la inversión. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina "apalancada" cuando parte de la inversión se financia con deuda.*

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta a = \beta d * \left(1 + (1 - t) * \frac{D}{Kp}\right)$$

Donde:

βa *= Beta apalancada.*

Bd *= Beta desapalancada.*
D/Kp *= Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)*
t *= Tasa de impuesto sobre la renta.*

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) es conveniente extraer de la resolución RE-0005-JD-2024, lo siguiente:

> *"[…]*
>
> *El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.*
>
> *(…)*
>
> *4. 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 un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de D=0.*
>
> *[…]"*

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportesal capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

- *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 2,28% (ver Anexo 4).

- *Prima por riesgo (PR): se empleará 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 4,94% (ver Anexo 5).

- *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 y el beta desapalancado 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 6,26% (ver Anexo 6).

- *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 un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Lo anterior según la resolución RE-0021-JD-2022.*

  En este caso la relación entre deuda y capital propio para este tipo de plantas da como resultado 0% (ver Anexo 8). El resultado de apalancamiento es cero debido a que, a la fecha del informe, la información enviada por las empresas no ha justificado la asociación y el beneficio para el servicio público de su pasivo con costo financiero.

- *Beta desapalancada: Para el valor de la beta desapalancada (βd), se toman los valores de "Utility General" dispuestos en las fijaciones tarifarias anteriores, y para el dato del 2021, 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 0,4085 (ver Anexo 7).*

Al apalancarlo de acuerdo con los dispuesto en la metodología tarifaria, da como resultado un nivel de beta apalancado de 0,4085.

Es importante acotar que en esta ocasión se utilizó la beta desapalancada marginal del archivo de Excel de la página web de Damodaran, que contempla el impuesto a las sociedades escalonado, más apegado a la realidad de las empresas cuya tasa impositiva de renta es escalonada en nuestro país también y cuya normativa tributaria 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 nos aclaró que se debe utilizar la marginal toda vez que el pago intereses es deducible del impuesto (lo que genera un escudo fiscal y ahorra impuestos) (ver Anexo 15).

- *Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda (30%).*

De acuerdo con lo anterior, el nivel de rentabilidad obtenido es de 10,55% (ver anexo 9).

2.2.5 Expectativas de venta

2.2.5.1 Factor de planta

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, se calcula el factor de planta individual para cada año de los últimos 5 años con información disponible y con ellos se calculará un promedio simple del factor de planta para cada uno de esos años, para obtener el factor de planta promedio para el grupo de plantas ***(Fp_f).***

La metodología tarifaria vigente establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece lo siguiente:

> *"El cálculo de este valor se hará mediante la información estadística que reciba estaAutoridad Reguladora sobre la producción de cada planta y las horas en las que estuvo en operación entregando energía al ICE durante los 5 últimos años disponibles.*
>
> *El último año por utilizar, corresponde al año previo al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, que termina en la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional,esto es el 31 de diciembre del año*

anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley."

El factor de planta individual para cada planta se calcula de la siguiente manera:

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

En donde:

Fpi,a *= Factor de planta de cada planta i en cada año a.*
Egi,a *= Cantidad de energía en kWh que cada planta i generó en cada año.*
Pconi,a*= Potencia contratada en kW, para cada planta i en cada año a.*
Hi,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 por grupo.*
a *= Cada uno de los 5 años.*

El factor de planta anual promedio se calculará de la siguiente manera:

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

Fp_a *= Factor de planta promedio anual para cada grupo de plantas.*
Fp_{ia} *= Factor de planta de cada planta i en cada año a.*
I *= Cada una de las plantas por grupo.*
A *= Cada uno de los años.*
n *= Índice que representa la cantidad de plantas por grupo.*

Posteriormente, se calcula el factor de planta promedio para el grupo de plantas que se utilizará dentro del modelo, calculado de la siguiente forma:

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

Fp_f *= Factor de planta promedio para cada grupo de plantas.*
Q *= Cantidad de años utilizados para calcular el promedio.*
a *= Cada uno de los años.*
f *= Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.*

En este contexto, de manera consistente con lo establecido en la metodología tarifaria, se utilizaron los datos de las plantas del grupo antes mencionado que generaron energía en el año respectivo. De acuerdo con la metodología tarifaria se utilizaron los datos del último quinquenio sobre el cual Aresep posea información real. No se han presentado concursos para adquirir energía en el último quinquenio (2019-2023). (Anexo 10).

En lo correspondiente a la información sobre la cantidad de energía generada por planta y la capacidad contratada por el ICE,[2] para el 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 publicados por el División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE). Esta información se encuentra tabulada en el anexo 10.

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 DOCSE sobre sus capacidades instaladas, requiriendo que remitieran las fotografías de las placas, estos datos fueron confirmados con el DOCSE, para el presente estudio por medio del oficio OF-0363-IE-2022 del 13 de mayo de 2022, y adicionalmente se le pidió confirmar si se había presentado algún cambio en la capacidad contratada por el ICE, obteniendo la respuesta del DOCSE por medio del 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022, en la cual indicó que no ha habido cambios en las capacidades en placa de las plantas ni en las capacidades contratadas por el ICE. (Anexo 13).

A partir de la información detallada en el párrafo anterior, y según lo dispuesto en la resolución RE-0021-JD-2022, 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 2019 y el 2023. Esta información puede ser consultada en el Anexo 13. 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 DOCSE.

2.2.5.2 Horas en operación

Es la cantidad de horas en operación promedio en que el grupo de plantas por fuente estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE durante los últimos 5 años anteriores al cálculo tarifario.

---

2 https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007

Al respecto, la metodología tarifaria vigente establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece:

> *"El cálculo de este valor se hará mediante la información estadística que reciba esta Autoridad Reguladora sobre las horas en operación de cada planta en el año de cálculo, esto es, las horas en que cada planta del grupo estuvo entregando energíapara la venta al ICE.*
>
> *El último año por utilizar, corresponde al año previo al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, que termina en la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional,esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley."*

Las horas en operación de cada planta se calculan de la siguiente manera:

$$H_{i,a} = \frac{kWh_{i,a}}{Pcon_{i,a}}$$

En donde:

***Hia** = Cantidad de horas en que cada planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.*
***kWha** = Kilowatts hora o energía vendida al ICE por cada planta i para cada año a.*
***Pconia** = Potencia contratada en kW, por cada planta i para cada año a.*
***I** = Cada una de las plantas por grupo.*
***A** = Cada uno de los 5 años.*

Las horas en operación promedio anuales se calculan como:

$$H_a = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_{ia}}{n}$$

***Ha** = Cantidad de horas promedio anuales entregando energía al ICE para cada grupo de plantas, para cada uno de los 5 años.*
***Hia** = Cantidad de horas en que cada planta i estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.*
***i** = Cada una de las plantas por grupo.*
***a** = Cada uno de los años.*
***n** = Índice que representa la cantidad de plantas por grupo.*

Una vez obtenidos los valores anteriores se calculan las horas promedio durante los últimos 5 años entregando energía al ICE para el grupo de plantas de cada fuente, este se obtiene de la siguiente manera:

Las horas en operación de cada planta se calculan de la siguiente manera:

$$H_f = \frac{\sum_{a=1}^{Q} H_a}{Q}$$

***Hf** = Cantidad de horas promedio entregando energía al ICE para cada grupo de plantas.*
***Ha** = Cantidad de horas promedio anuales para cada grupo de plantas, para cada uno de los 5 años.*
***a** = Cada uno de los años.*
***Q** = Índice que representa la cantidad de años.*
***f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.*

En relación con las horas en operación reales que cada planta estuvo entregando al ICE, de la misma forma por medio del oficio OF-0363-IE-2022 se le solicitó al DOCSE indicar si disponía de datos sobre el total de horas anuales en que las empresas analizadas están en operación entregando energía para venta al ICE, a lo cual dicha entidad por medio del 0810-362-2022, indicó que no lleva registro de la cantidad de horas en operación en la forma requerida por la IE, según lo indicado en la metodología tarifaria.

Bajo este escenario, de acuerdo con el procedimiento establecido en dicha metodología (detallado anteriormente), se procedió a calcular las horas en operación reales, de la siguiente manera: para cada uno de los años del último quinquenio (2019 a 2023), se estimó un promedio aritmético de las 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 eólica existente, resultantes del procedimiento anterior son 2 889,10 horas (Anexo 11).

2.2.6 Definición de la desviación para la banda tarifaria

Según la metodología vigente (RE-0021-JD-2022), para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:

a. *Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de explotación promedio, lo que da como resultado US$ 35,40 por kW (ver Anexo 12).*

b. *El límite superior se establece como el costo de explotación promedio actualizado más la desviación estándar, es decir US$ 130,04 + US$ 35,40 por kW = US$ 165,44 por kW (ver Anexo 12).*

c. *Límite inferior: se obtiene considerando los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RE-0021-JD-2022*.

(…)

i. Definición de la banda tarifaria

• El límite inferior de la banda se establece con el valor del costo de explotación anual promedio menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar estimada para incorporar en el límite inferior multiplicada por la desviación estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología ($Ca\!f - X\sigma$).
(…)

*Tomando en consideración la reforma a la metodología RE-0005-JD-2024 planteada anteriormente, se establece el límite inferior como el costo de explotación promedio actualizado menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar multiplicada por la desviación estándar, es decir US$ 130,04– 3 * US$ 35,40 por kW = US$ 23,83 por kW (ver Anexo 12).*

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 7200.

2.2.7 Cálculo de la banda tarifaria y estructura tarifaria

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 2

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión ($/kW)	4 263,34	4 263,34	4 263,34
Costo Explotación ($/kW)	23,83	130,04	165,44
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	10,55%	10,55%	10,55%
Horas en operación	2 889,1	2 889,1	2 889,1
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio $/kWh	**0,02382**	**0,06058**	**0,07284**

Cálculo de la banda tarifaria para plantas eólicas existentes

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

3. Estructura Tarifaria

De acuerdo con lo establecido en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) se aplicará la estructura tarifaria o la tarifa única anual que sea definida en el proceso de negociación de las adendas a los contratos renovados vigentes o recontratación por parte del ICE; en caso de una estructura tarifaria horario y/o estacional, el mismo ICE deberá establecer los parámetros aplicables en las bases de contratación o bien dejarla abierta a la presentación de ofertas de venta de parte de los generadores privados a los que les aplique esta metodología. Además, el ICE podrá definir o solicitar esa estructura por bloques de energía, todo lo anterior deberá justificarse con base en las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) detectadas y optimización del parque de generación disponible en todo momento.

La tarifa o precios individuales resultantes de la aplicación de una estructura tarifaria, si así se considera en el acuerdo correspondiente, no podrán ser inferiores o sobrepasar la banda establecida, esto quiere decir que esos precios deben estar dentro de la banda correspondiente vigente al momento de las compras de energía.

La estructura tarifaria aplicable será la que considera sólo energía.

4. Otras Consideraciones

- *Moneda en que se expresará la tarifa*

Según lo establece la resolución RE-0021-JD-2022, 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.

- *Ajuste de los valores de la banda tarifaria*

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley 7593.

- *Obligación de presentar información*

Como se estableció mediante la RE-0021-JD-2022 y en la resolución RE-0060-IE-2021, los generadores privados eólicos existentes 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, correspondientes al cierre fiscal finalizado, a más tardar el último día hábil del cuarto mes posterior al respectivo cierre fiscal. Por su parte, deberán cumplir con la presentación de la contabilidad regulatoria en los términos que establece la resolución RIE-132-2017 del 22 de diciembre de 2017, su actualización la resolución RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021 y las demás resoluciones que se emitan para efectos de recopilar cualquier información necesaria para realizar las labores regulatorias correspondientes.

- *Aplicación de la metodología*

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 eólicas existentes, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley No. 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas existentes con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley No. 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep.

Cualquier otra planta de generación eléctrica bajo leyes especiales y que no cuenten con metodologías tarifarias específicas que les aplique, podrá utilizar las bandas establecidas, siempre que se cumplan con las premisas y consideraciones establecidas en el modelo, especialmente lo referente a que se trate de plantas con fuentes eólicas, que hayan renovado y que renueven

contrato de compra venta de electricidad el ICE u otras empresas que lo permita la normativa vigente y con la inversión ya amortizada.

- *Contabilidad Regulatoria*

Se debe indicar a los generadores privados eólicos 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.

[…]

III. CONCLUSIONES:

1. *De la aplicación de la metodología tarifaria aprobada para los generadores privados eólicos existentes, se obtiene que las expectativas de venta en horas en operación reales son de 2 889,10, la rentabilidad es del 10,55%; el costo de explotación es de 130,04 US$ por kW y el costo de inversión promedio es de 4 263,34 US$ por kW.*

2. *A partir de la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada eólicas existentes, se obtiene una banda inferior (límite inferior) de US$ 0,02382 por kWh y una banda superior (límite superior) de US$ 0,07284 por kWh.*

[…]

II. Que, en cuanto a la audiencia pública, del informe IN-0003-IE-2025 citado, conviene extraer lo siguiente:

[…]

De acuerdo con el oficio IN-0771-DGAU-2024 del 13 de diciembre de 2024, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folio 74) y el acta de audiencia AC-0501-DGAU-2024 remitida por la Dirección General de Atención al Usuario (folio 72) se presentaron y admitieron tres oposiciones.

A continuación, se procede a presentar el resumen de cada una de las oposiciones, así como su respectivo análisis y respuesta:

1. ***Oposición:*** *Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Kenneth Lobo Méndez, cédula de identidad número 2-0555-0804, en su condición de Apoderado Especial Administrativo, para que represente a la institución ante la Aresep en todas las etapas del presente expediente.*
   Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito mediante oficio número 610-304-2024 (visible a folio 059)*
   Notificaciones: *Al correo electrónico: fcordero@ice.go.cr , ehernandezp@ice.go.cr , mvalverdea@ice.go.cr, jsalashi@ice.go.cr*

Resumen:

I. Sobre el monto de la inversión.

La empresa argumenta que, ***monto de inversión unitaria*** *según establece la resolución RE-0021-JD-2022 en la página N.° 65 "El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país."*

Asimismo indica, para el cálculo del monto de la inversión unitaria dicha resolución señala lo siguiente:

> *"El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero-contable que remita cada planta a la que le aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*
> *En este caso, se considerará el valor al costo histórico del activo fijo de propiedad, planta y equipo de cada planta, proporcional a la potencia máxima contratada por el ICE, con su valor actualizado al presente de conformidad con lo establecido en la sección 6.2 de esta metodología.*
> *La fecha de corte de los datos para realizar el cálculo tarifario, será la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley."*

Al respecto en el informe con oficio N.° IN-0169-IE-2024 en la página N.° 21, cita:

> *"Los costos de inversión de las plantas (ITi) se calcularon a partir* ***de los valores históricos de los activos de propiedad, planta y equipo asociados a la prestación del servicio público de las plantas eólicas***

***existentes de sus respectivas contabilidades regulatorias**, para luego convertirlas a dólares utilizando el tipo de cambio de venta del momento en que entró en operación cada planta." (El resaltado no corresponde al original)*

A continuación, se presenta el cálculo de los costos de inversión llevado a cabo por la ARESEP:

> ***P.E. Aeroenergía:** según las fuentes de información el costo histórico de la inversión contenido en las hojas de cálculo "Anexo 16 Aplicación Tarifaria Eólicas Existentes AP.xlsx", pestaña "CR2-INV-EÓ", "Anexo 2-5 Plan de cuentas uniforme generación privada (actualización RIE-132-2017) AE2023" pestaña "a. Plan de cuentas Ley7200", así como en el "Anexo 6 Formularios complementarios a la CR-GP (actualización RIE-132-2017)AE2023", presentó un incremento en la cuenta 1.2.4.05.01 costo histórico del equipo de computación por un monto de 173 991 848,44 CRC, sin embargo con la información disponible de contabilidad regulatoria y en la página web de la ARESEP (SISTEMA DE CONSULTA DE EXPEDIENTES (aresep.go.cr) no fue posible corroborar el aumento.*

Petitoria:

1. *Que la IE aclare el cálculo de la cuenta 1.2.4.05.01 de la contabilidad regulatoria de la planta eólica Aeroenergía S.A. costo histórico de equipos de computación por un monto de 293 916 622,73 CRC, la cual mostró un incremento de 173 991 848,44 CRC con respecto al año 2022, esto debido a que con la información disponible en el expediente no fue posible validar el incremento indicado.*
2. *Calcular la banda tarifaria considerando el punto anterior en caso de que proceda.*

Respuesta:

En atención a los argumentos presentados por la empresa opositora sobre el reconocimiento tarifario del monto de la inversión, 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, 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.

Al respecto, es conveniente recordar que el suministro de energía eléctrica por parte de las empresas generadores privados, en la etapa de generación es un servicio público, de conformidad con el inciso a) del artículo 5 de la Ley 7593 y el artículo 3 de la Ley 7200, por ello está revestido de un interés público, por lo que la información correspondiente al servicio público, para fines regulatorios, debe ser trazable, transparente y accesible para los usuarios de los servicios públicos, y debe brindar los insumos necesarios para que las aplicaciones tarifarias para los generadores privados en la mayor medida de lo posible estén ajustadas a la realidad de su sector.

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 a 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 gastos y costos comunes.

En este contexto, la parte analiza la trazabilidad y respaldo de la información relacionada con el cálculo tarifario llevado a audiencia pública el pasado 11 de diciembre del 2024, mediante el informe IN-0169-IE-2024, fundamentando que la IE indexó el costo histórico de la inversión con los datos reportados por la empresa, para lo cual la IE incluye las adiciones del año 2023 en inversiones reportadas por la planta Aeroenergía en el documento denominado "Anexo 2-5 Plan de cuentas uniforme generación privada (actualización RIE-132-2017)AE2023" sin embargo en el formulario aportado por la misma empresa el documento " Anexo 6 Formularios complementarios a la CR-GP (actualización RIE-132-2017)¨AE2023" la empresa no justificó en la hoja "Mej-adic-ret PPE-INT" el aumento por un monto de ₡173 991 848,44.

Al respecto, una vez completado el proceso de valoración y análisis técnico de la oposición presentada por el ICE, se indica que se reconoce únicamente el monto de ₡119 924 774,29 (monto reconocido y justificado por la empresa en el estudio anterior).

2. ***Oposición:*** *Molinos de Viento del Arenal Sociedad Anónima, cédula jurídica 3-101-147592, representada por el señor Salomón Lechtman Koslowski, cedula de identidad: 1-0527-0594, en su condición de vicepresidente y representante Judicial y Extrajudicial.*
Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 060 al 065).*

3. ***Oposición:*** *Aeroenergía Sociedad Antónima, cédula jurídica N° 3-101-155347, representada por el señor Salomón Lechtman Koslowski, cédula de identidad N° 1-0527-0594, en su condición de Vicepresidente, con facultades de representante judicial y extrajudicial.*
Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 066 al 071)*
Notificaciones: *Al correo electrónico: salo@gecoenergia.com y info@gecoenergia.com*
Notificaciones: *Al correo electrónico: salo@gecoenergia.com y info@gecoenergia.com*

Resumen:

I. Tipo de Cambio

Las empresas argumentan que según el archivo en Excel, anexo 16 del expediente ET-091-2024 para la conversión del costo de explotación a dólares estadounidenses por KWh, se toma de referencia un tipo de cambio de 522,02 cuyo valor es el resultado de obtener el promedio del mes de setiembre 2024.

Adicionalmente las empresas indican que en concordancia con el criterio con respecto a la fijación anterior, solicita usar el tipo de cambio del día en que se realiza la audiencia.

Petitoria:

1. Corregir el cálculo del tipo de cambio aplicado para definir el valor del costo de explotación por kWh, para que se aplique el tipo de cambio de la fecha en que se llevará a cabo la audiencia pública; 11 de diciembre del 2024.

Respuesta:

Con relación al argumento de la opositora, se le indica a la empresa que al momento de formalizar el informe preliminar para ser sometido al proceso de audiencia pública (el día 31 de octubre del 2024), se utilizó en efecto el tipo de cambio promedio del último mes completo disponible, esto debido que no se tenía certeza de la fecha de la audiencia pública y del tipo de cambio que regiría en ese momento.

En virtud de lo anterior, se indica a los opositores que al momento de la formalización del presente informe final, la Intendencia de Energía actualizó la indexación de los "Costos de Explotación" utilizando el tipo de cambio del día de la audiencia pública 11 de diciembre del 2024 publicado por el BCCR, de manera consistente con la petitoria.

[…]

III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que tengan un contrato firmado o que firmen un nuevo contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, tal y como se dispone:

POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:

I. Fijar la siguiente banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep, en:

- Banda inferior (límite inferior) de 0,02382 US$ por kWh.
- Banda superior (límite superior) de 0,07284 US$ por kW.

II. Para todas aquellas compraventas de energía proveniente de plantas eólicas existentes con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP, se les aplicará la estructura tarifaria propuesta en la recomendación anterior.

III. Indicar a los generadores privados eólicos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria RE-0021-JD-2022, 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, lo anterior según los lineamientos establecidos en la RE-0060-IE-2021.

IV. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con las dos disposiciones anteriores (4. y 5.), se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se apertura los procedimientos administrativos correspondiente.

V. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas en la audiencia pública lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes por sus aportes.

VI. Establecer que la banda tarifaria rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva Nº 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0003-IE-2025 del 10 de enero de 2024, que sirve de base para el presente acto administrativo.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O.C.Nº 822024103800021.—Solicitud Nº 565101—(IN2025918908).

ANEXOS

Anexo 1
Costos de explotación

PLANTA	Potencia contratada 2023 (kW)	Fecha del costo	¢ / kW-año Diciembre 2023	$ / kW-año Diciembre 2023
Aeroenergía	6 400	Contab. Reg. 2023 (Dic. 23)	78 583	155,07
Movasa	20 000	Contab. Reg. 2023 (Dic. 23)	53 212	105,01
PESA	20 000	Se excluye por no renovación de contrato		
	PROMEDIO		**65 897,41**	**130,04**
	DESVIACIÓN ESTÁNDAR		**17 940,42**	**35,40**

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

Anexo 2
Costo de inversión actualizados

	Potencia contratada 2023 (KW)	Fecha del costo	$ / kW diciembre 2023
Aeroenergía	6 400	Contab. Reg. 2023 (Dic. 23)	4 333,00
Movasa	20 000	Contab. Reg. 2023 (Dic. 23)	4 193,68
PROMEDIO			**4 263,34**

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE y Aresep.

Anexo 3
Vida en operación promedio

PLANTA	Fecha Inicio	Fecha Actual	Vida en Operación
AEROENERGÍA	jul-98	dic-23	20,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	sep-99	dic-23	20,00
TOTAL			20,00

Fuente: Elaboración propia

Factor de Vida Remanente

Vida Útil	Vida en Operación	Valor de Rescate	Vida remanente
20,0	20,00	10%	10,00%

Fuente: Elaboración propia

Anexo 4
Tasa libre de riesgo

Promedio	Tasa (%)
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
2022	2,95
2023	3,96
Promedio	2,28

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

Anexo 5
Prima por riesgo

Periodo	Tasa
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
2022	5,94%
2023	4,60%
Promedio	4,94%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

Anexo 6
Riesgo País

Periodo	Tasa
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
2022	9,49%
2023	6,58%
Promedio	6,26%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

Anexo 7
Beta desapalancada por año

Industry Name	Beta Desapalancado
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Utility (General) enero 2023	0,4081
Utility (General) enero 2024	0,3547
Promedio	0,4085

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

Anexo 8
Nivel de Rentabilidad y Beta Apalancado

Símbolo	Descripción	Valor
ρ =	**Rentabilidad**	**10,55%**
KL=	Tasa libre de riesgo	2,28%
βa=	Beta apalancado	0,4085
PR=	Prima por riesgo	4,94%
RP=	Riesgo país	6,26%
βa=	**Beta apalancado**	**0,4085**
Y =	Deuda	0,00%
Kp =	Capital Propio	100,00%
t =	Tasa impositiva	30,00%

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

Anexo 09
Producción de energía por planta por mes, 2019-2023

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
AEROENERGIA	3 624 867	2 991 213	3 239 166	2 099 075	817 788	1 778 923	2 663 558	1 750 236	838 983	277 129	2 094 802	2 764 140	24 939 880
PESA	10 803 711	9 601 395	10 923 510	7 729 932	2 739 014	5 694 390	8 297 954	5 243 037	2 625 451	928 529	7 468 768	9 643 638	81 699 329
MOVASA	10 341 354	9 054 303	11 713 537	7 904 743	2 381 539	3 440 051	6 252 465	3 120 570	1 204 207	358 040	5 025 803	7 155 685	67 952 297

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
AEROENERGIA	3 022 445	2 983 417	3 452 941	1 989 175	1 228 297	903 884	1 460 703	912 446	406 303	472 606	896 204	2 381 796	20 110 217
PESA	7 532 915	9 189 780	11 377 451	6 476 317	4 046 801	3 121 045	5 140 891	3 008 595	1 080 106	1 290 509	2 145 740	17	54 410 167
MOVASA	8 801 371	9 155 913	11 071 937	5 938 695	2 794 759	1 979 426	2 836 646	1 461 035	429 655	606 879	1 551 677	6 679 553	53 307 546

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
AEROENERGIA	2 407 648	2 104 079	2 447 672	1 744 266	2 031 543	884 867	1 658 459	796 341	748 596	649 630	1 502 959	2 539 399	19 515 459
PESA	158	855	376	182	302	283							2 155
MOVASA	7 293 682	8 012 897	9 909 589	6 123 039	5 013 287	1 657 685	4 470 670	1 272 444	1 244 395	572 134	4 190 619	6 104 115	55 864 556

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
AEROENERGIA	2 628 399	2 293 972	2 273 131	1 610 940	638 522	512 208	1 225 958	729 965	133 923	387 801	467 130	1 487 058	14 389 010
PESA													
MOVASA	8 397 876	7 283 113	7 518 763	5 226 954	1 404 727	1 425 828	233 163	2 277 239	540 941	1 204 722	1 936 565	7 424 127	46 972 486

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2023 (kWh)												
	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	Total
AEROENERGIA	1 460 157	1 603 596	1 170 442	983 988	882 258	609 080	1 839 514	1 158 899	1 347 555	394 292	1 004 111	2 513 041	14 966 933
MOVASA	7 811 713	8 649 396	6 992 512	7 134 899	4 180 035	1 500 250	4 472 004	2 333 555	2 851 881	478 981	2 448 735	7 054 962	55 908 923

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

Anexo 10
Factor de planta

Periodo	FP Anual
2019	1,00
2020	1,00
2021	1,00
2022	1,00
2023	1,00
Promedio	**100%**

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

Anexo 11
Horas en operación

Periodo	Horas anuales
2019	3 806,90
2020	2 851,86
2021	2 921,26
2022	2 298,45
2023	2 567,01
Promedio	**2 889,10**

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

Cálculo de horas en operación por año

Ponderación con horas en operación (ajuste al modelo)

PLANTA	kW (contratada)	2019 kWh	Horas en operación	fp
AEROENERGÍA	6 400,00	24 939 880,00	3 896,86	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	67 952 297,00	3 397,61	1,00
TILARÁN (PESA)	19 800,00	81 699 329,00	4 126,23	1,00
TOTAL	**46 200,00**		**3 806,90**	**1,00**

PLANTA	kW (contratada)	2020 kWh	Horas en operación	fp
AEROENERGÍA	6 400,00	20 110 217,00	3 142,22	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	53 307 546,00	2 665,38	1,00
TILARÁN (PESA)	19 800,00	54 410 167,00	2 747,99	1,00
TOTAL	**46 200,00**		**2 851,86**	**1,00**

PLANTA	kW (contratada)	2021 kWh	Horas en operación	fp
AEROENERGÍA	6 400,00	19 515 459,00	3 049,29	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	67 952 297,39	3 397,61	1,00
TOTAL	**26 400,00**		**3 223,45**	**1,00**

PLANTA	kW (contratada)	2022 kWh	Horas en operación	fp
AEROENERGÍA	6 400,00	14 389 010,00	2 248,28	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	46 972 486,00	2 348,62	1,00
TOTAL	**26 400,00**		**2 298,45**	**1,00**

PLANTA	kW (contratada)	2023 kWh	Horas en operación	fp
AEROENERGÍA	6 400,00	14 966 933,00	2 338,58	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	55 908 923,00	2 795,45	1,00
TOTAL	**26 400,00**		**2 567,01**	**1,00**

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

Anexo 12

Cálculo Banda Tarifaria de Venta de Energía

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión ($/kW)	4 263,34	4 263,34	4 263,34
Costo Explotación ($/kW)	23,83	130,04	165,44
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	10,55%	10,55%	10,55%
Horas en operación	2 889,1	2 889,1	2 889,1
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio $/kWh	**0,02382**	**0,06058**	**0,07284**

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía con datos del ICE, Aresep, BCCR y Aswath Damodaran.

Anexo 13

Capacidad contratada de las plantas, información remitida por las empresas y el DOCSE, información sobre entrada en operación de las plantas.

Anexo 14

Producción de energía por planta, información DOCSE.

Anexo 15

Consulta con Damodaran por correo electrónico.



Re 2019 Unlevered Betas Question Marginal or Effective.msg

Anexo 16

Herramienta de cálculo

Anexo 17

Información de contabilidad regulatoria

RE-0003-IE-2025
SAN JOSÉ, A LAS 11:50 HORAS DEL 17 DE ENERO DE 2025

APLICACIÓN DE OFICIO DE LA *"METODOLOGÍA TARIFARIA SEGÚN LA ESTRUCTURA DE COSTOS TÍPICA DE UNA PLANTA MODELO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON BAGAZO DE CAÑA PARA LA VENTA AL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SU FÓRMULA DE INDEXACIÓN" SEGÚN LA RJD-004-2010 Y SU REFORMA.*

ET-106-2024

RESULTANDO:

I. Que el 26 de abril del 2010, mediante la resolución RJD-004-2010, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *"Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad y su fórmula de indexación"*, la cual fue publicada en La Gaceta No. 98 del 21 de mayo del 2010. Posteriormente fue modificada mediante la resolución RJD-027-2014, publicaba en el Alcance Digital No. 10 de La Gaceta No. 65 del 02 de abril de 2014.

II. Que el 4 de noviembre de 2015, mediante la resolución RIE-111-2015, publicada en el Alcance Digital No. 92 a La Gaceta No. 217 del 9 de noviembre de 2015, se actualizaron los costos base de inversión y explotación de la estructura definida en la metodología tarifaria.

III. Que el 19 de febrero de 2018, mediante la 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.

IV. Que el 12 de setiembre de 2023, mediante la resolución RE-0107-IE-2023, se fijó la tarifa para generación eléctrica mediante la explotación del bagazo de caña para venta al ICE, la cual fue publicada en el Alcance Digital 177 a La Gaceta 170 del 18 de setiembre de 2023.

V. Que el 28 de mayo del 2024, mediante la resolución RE-0038-JD-2024, la Junta Directiva de la Aresep aprobó *la "Metodología ordinaria para la fijación de tarifas para cogeneración de energía eléctrica con diferentes fuentes de biomasa"*, la cual fue publicada en el Alcance No. 114 La Gaceta No.110 del 18 de junio del 2024.

VI. Que el 27 de junio de 2024, Ingenio Taboga S.A., Azucarera El Viejo S.A. y Cogeneradora Tempisque S.A., interpusieron, de manera separada, recursos de reposición y nulidad concomitante contra la resolución RE-0038-JD-2024.

VII. Que el 28 de junio de 2024, mediante el memorando ME-0093-SJD-2024, la Secretaría de la Junta Directiva (SJD) trasladó para análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) los recursos de reposición y nulidad concomitante interpuestos por Ingenio Taboga S.A. y Cogeneradora Tempisque S.A., contra la resolución RE-0038-JD-2024.

VIII. Que el 28 de junio de 2024, mediante el memorando ME-0345-RG-2024, se trasladó para análisis de la DGAJR el recurso de reposición y nulidad concomitante interpuesto por Azucarera El Viejo S.A. contra la resolución RE0038-JD-2024.

IX. Que el 29 de agosto de 2024, mediante los oficios OF-0817-IE-2024 Y OF-0818-IE-2024, la Intendencia de Energía (IE) en acatamiento a lo dispuesto en la metodología RE-0038-JD-2024 apertura los expedientes tarifarios para las empresas Azucarera El Viejo e Ingenio Taboga, respectivamente. (folio 1 ET-070-2024 y ET-071-2024).

X. Que el 16 de octubre de 2024, Ingenio Taboga S.A. y Azucarera El Viejo S.A. interpusieron ante el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda una medida cautelar *ante causam* y provisionalísima en contra de la Aresep, dentro del expediente judicial 24-007624-1027-CA.

XI. Que el 20 de octubre de 2024, Ingenio Taboga S.A. y Azucarera El Viejo S.A. interpusieron ante el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda una nueva medida cautelar *ante causam* y provisionalísima en contra de la Aresep, dentro del expediente judicial 24-007738-1027-CA.

XII. Que el 20 de octubre de 2024, el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, mediante el auto de las 13:35 horas del 20 de octubre de 2024, en el proceso cautelar tramitado dentro del expediente judicial 24-0077381027-CA, admitió la medida cautelar ante causam y provisionalísima interpuesta por Ingenio Taboga S.A. y Azucarera El Viejo S.A., y suspendió provisionalmente los efectos de la *"Metodología ordinaria para la fijación de tarifas para cogeneración de energía eléctrica con diferentes fuentes de biomasa"* (RE-0038-JD-2024 del 28 de mayo de 2024).

XIII. Que el 23 de octubre de 2024, mediante la resolución RE-0148-JD-2024, la Junta Directiva de la Aresep, suspende temporalmente los efectos de la *"Metodología ordinaria para la fijación de tarifas para cogeneración de energía eléctrica con diferentes fuentes de biomasa"*, la cual fue publicada en el Alcance No. 175 La Gaceta No.200 del 25 de octubre del 2024.

XIV. Que el 10 de diciembre de 2024, mediante el oficio OF-0885-DGAJR-2024, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) informó sobre la notificación personal de la medida cautelar *ante causam* provisionalísima dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo dentro del expediente judicial N°24-007738-1027-CA, presentada por Ingenio Taboga S.A. y Azucarera El Viejo S.A. contra la Aresep.

XV. Que el 11 de diciembre de 2024, mediante la resolución RE-0086-IE-2024, la IE cierra definitivamente los expedientes administrativos ET-070-2024 y ET-071-2024 (Folio 4 y 190 al 201 ET-070-2024 y ET-071-2024 respectivamente).

XVI. Que el 18 de enero de 2025, mediante los oficios OF-1231-IE-2024 y el 07 de enero de 2025 con el oficio OF-0006-IE-2025 se solicitó la apertura del expediente y la convocatoria al proceso de consulta pública de la propuesta de fijación tarifaria para la generación eléctrica mediante la explotación del bagazo de caña para venta al ICE, contenida en el informe IN-0204-IE-2024 (folios 1 al 2 y 39 al 40).

XVII. Que el 10 de enero de 2025, se publicó la convocatoria a consulta pública en La Gaceta 5, así como en los diarios de circulación nacional La República y La Teja el 09 de enero de 2025, siendo la fecha máxima para presentar posiciones el 14 de enero de 2025 hasta las 16:00 horas (folio 50).

XVIII. Que el 15 de enero de 2025, mediante el informe IN-0017-DGAU-2025, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 56 al 57).

XIX. Que el 17 de enero de 2025, mediante el informe técnico IN-0006-IE-2025, la IE analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar la tarifa para la actividad de generación de energía eléctrica mediante la explotación del bagazo de la caña de azúcar para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad correspondiente a US$ 0,11747 por kWh.

CONSIDERANDO:

I. Que del informe técnico IN-0006-IE-2025, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[…]

II. SUSTENTO JURÍDICO

1. Sobre las competencias de la Aresep en materia tarifaria

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

En este sentido, el artículo 5 de la Ley 7593 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:*
>
> *[…]*

a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, trasmisión, distribución y comercialización.

[…]

De lo anterior se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, con base en 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. Al respecto, la Procuraduría General de la República (PGR) 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).*

De acuerdo con lo anterior, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley 7593 establece 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. […]*

En esta misma línea, el artículo 29 de la Ley 7593 ordena que: […] 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 expresa:

> *[…] De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.*
>
> *Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones. (El destacado no es del original)*

Asimismo, 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

De este artículo 31 se desprende 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 Reglamento a la Ley 7593, Decreto 29732-MP, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. En específico, 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. […]

Adicionalmente, 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) contempla que corresponde a la Junta Directiva de Aresep: […] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. […]

Con base en lo expuesto, para efectos del presente estudio tarifario se aplicará lo dispuesto en la "Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al

instituto costarricense de electricidad y su fórmula de indexación", dictada mediante la resolución RJD-004-2010 del 21 de mayo de 2010, y sus reformas aprobadas con la resolución RJD-027-2014.

2. Sobre la suspensión de la resolución RE-0038-JD-2024 del 28 de mayo de 2024 y la eficacia de la resolución RJD-004-2010 del 21 de mayo de 2010

De conformidad con los antecedentes detallados en este informe, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-004-2010 del 26 de abril de 2010, estableció la metodología tarifaria basada en una estructura de costos típica de una planta modelo para la generación de electricidad utilizando bagazo de caña. Esta metodología, publicada en La Gaceta N°98 del 21 de mayo de 2010 y posteriormente modificada por la resolución RJD-027-2014, definió un esquema que incluye costos de inversión, operación y mantenimiento, complementados con una rentabilidad acorde con la actividad regulada. Además, en su estructura, se establecieron las fórmulas de cálculo tarifario y los procedimientos requeridos para su aplicación.

En el año 2024, con el objetivo de actualizar el enfoque tarifario, la Junta Directiva aprobó la resolución RE-0038-JD-2024, que introdujo la "Metodología ordinaria para la fijación de tarifas para cogeneración de energía eléctrica con diferentes fuentes de biomasa". Este nuevo esquema buscaba promover la eficiencia mediante la definición de una tarifa máxima por kilovatio hora, utilizando como insumo la información financiera contable aportada por los prestadores del servicio, basada en sus estados financieros y homologados a la contabilidad regulatoria. Así, la metodología representaba un cambio significativo al abandonar el modelo basado en una planta hipotética para adoptar un análisis financiero real de los cogeneradores.

Sin embargo, la resolución RE-0038-JD-2024 enfrentó oposición por parte de empresas afectadas, como Ingenio Taboga S.A., Azucarera El Viejo S.A. y Cogeneradora Tempisque S.A., que interpusieron recursos administrativos y judiciales cuestionando su implementación. Estas acciones culminaron en la presentación de medidas cautelares ante el Tribunal Contencioso Administrativo, en las que se solicitó suspender los efectos de la nueva metodología y mantener transitoriamente la vigencia de la resolución RJD-004-2010. En dicha solicitud cautelar, los actores le solicitaron al Tribunal Contencioso Administrativo lo siguiente:

> *[…] 1. Suspensión inmediata de los efectos de la resolución RE-0038-JD-2024, mientras se resuelve el proceso contencioso-administrativo, para evitar los perjuicios irreparables que esta metodología podría causar a las empresas.*

> *2. En tanto se resuelve el proceso de conocimiento, dimensionando la que aquí se pide, se dote de eficacia a la metodología tarifaria dispuesta por resolución RJD-004-2010 "Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad y su fórmula de indexación", en aras de dotar de seguridad jurídica a la actividad comercial de las accionantes. […]*

El Tribunal, mediante resolución provisionalísima dictada el 20 de octubre de 2024, acogió estas solicitudes y ordenó la suspensión inmediata de la metodología RE-0038-JD-2024, indicando que la vigencia temporal de la metodología anterior garantizaría la continuidad del servicio y la seguridad jurídica mientras se resolvía el fondo del litigio. En dicha resolución se dispuso lo siguiente:

> *[…] Al respecto, el suscrito, atendiendo a la naturaleza de la actividad regulada, la cual es la generación de electricidad con biomasa de bagazo de caña, la relevancia que posee para los usuarios del servicio de electricidad la continuidad del mismo, así como tomando en cuenta el periodo de zafra, el cual inicia en diciembre y que, en aras de evitar un daño dada la demora fisiológica de este proceso de manera preventiva, estimo que se verifica la urgencia y, en consecuencia, de manera provisionalísima, se admite la solicitud cautelar y se ordena la suspensión inmediata de los efectos de la resolución RE-0038-JD2024 del 28 de mayo del 2024, publicada el 18 de junio del 2024; al propio tiempo, dada la suspensión de efectos dispuestas, se acoge el dimensionamiento solicitado por la parte actora, siendo que, conforme a los parámetros de adecuación y necesidad, el valor seguridad jurídica impone que, en tanto se resuelva este proceso sumario cautelar, se mantenga la eficacia de la resolución RJD-004-2010 publicada el 21 de mayo del 2010. […] (El destacado es del original)*

Posteriormente, la Junta Directiva de la Aresep, en congruencia con lo dispuesto por el Tribunal, emitió la resolución RE-0148-JD-2024, suspendiendo de manera temporal la metodología RE-0038-JD-2024 y manteniendo la eficacia de la metodología anterior, RJD-004-2010. Al respecto se dispuso lo siguiente:

> *[…] Al respecto, el suscrito, atendiendo a la naturaleza de la actividad regulada, la cual es la generación de electricidad con biomasa de bagazo de caña, la relevancia que posee para los usuarios del servicio de electricidad la continuidad del mismo, así como tomando en cuenta el periodo de zafra, el cual inicia en diciembre y que, en aras de evitar un daño dada la demora fisiológica de este proceso de manera preventiva, estimo que se verifica la urgencia y, en consecuencia, de manera provisionalísima,*

> *se admite la solicitud cautelar y se ordena la suspensión inmediata de los efectos de la resolución RE-0038-JD2024 del 28 de mayo del 2024, publicada el 18 de junio del 2024; al propio tiempo, dada la suspensión de efectos dispuestas, se acoge el dimensionamiento solicitado por la parte actora, siendo que, conforme a los parámetros de adecuación y necesidad, el valor seguridad jurídica impone que, en tanto se resuelva este proceso sumario cautelar, se mantenga la eficacia de la resolución RJD-004-2010 publicada el 21 de mayo del 2010. […] (El destacado es del original)*

Esta suspensión fue justificada bajo los principios de necesidad y adecuación, con el objetivo de preservar la estabilidad regulatoria y evitar perjuicios mientras se resuelven los recursos administrativos y judiciales en curso. Asimismo, la Junta dispuso que esta medida tendría carácter temporal, con un plazo máximo de seis meses o hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo resolviera definitivamente sobre el fondo del asunto.

Con estas decisiones, queda establecido que la metodología RE-0038-JD-2024 se encuentra suspendida en sus efectos legales y operativos. Por tanto, la resolución RJD-004-2010 mantiene su vigencia transitoria como el marco regulatorio aplicable, asegurando la estabilidad en la prestación del servicio eléctrico y el cumplimiento de los principios de seguridad jurídica, continuidad y calidad del servicio.

En este contexto, las acciones de la Aresep deben alinearse con lo dispuesto en las resoluciones judiciales y administrativas, considerando que cualquier procedimiento administrativo basado en la metodología suspendida carecería de fundamento normativo para avanzar. Esta situación obliga a tomar medidas administrativas claras que garanticen la coherencia institucional, la eficiencia en el uso de recursos y el respeto por las resoluciones emitidas por las instancias competentes.

3. Sobre la aplicación de oficio de la resolución RJD-004-2010 del 21 de mayo de 2010

La resolución RJD-004-2010, en su apartado 2.11, sobre la "Indexación de costos totales", señala lo siguiente:

> *[…] La actualización de los costos se hará indexando los costos fijos y los costos variables con excepción de los gastos financieros y depreciación. Las variables a indexar tienden a variar en el tiempo (salarios, precios de repuestos y otros), mediante un componente local, debido a que generalmente son costos pagados en colones.*

> *Los costos de explotación están determinados por la sumatoria de: el costo de la materia prima (Cmp), el costo del combustible (Ccb), el costo del transporte (Ctr), los impuestos (Cimp), los costos de la mano de obra (Cmo), el costo del seguro (Cse) y los costos indirectos de fabricación (Cif). Los costos de explotación serán indexados con el Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica.*
>
> *Los valores de costos se ajustarán anualmente, mediante un proceso extraordinario que debe iniciarse en agosto de cada año, de acuerdo con los factores de variación de costos, como es la inflación, por medio de la siguiente fórmula de indexación o automática que permite a la tarifa contrarrestar la pérdida del poder adquisitivo en términos reales […] (el destacado no es del original)*

Como puede verse, esta metodología establece los costos deben actualizarse de manera anual, mediante una fijación extraordinaria que debe iniciarse en el mes de agosto.

En el presente caso, se tiene que, para el mes de agosto del año en curso, ya había entrado en vigor la metodología definida en la resolución RE-0038-JD-2024, la cual fue aprobada el 28 de mayo de 2024 por la Junta Directiva de la Aresep, que cambiaba la manera de fijar la tarifa para el servicio de venta de energía eléctrica producida con biomasa entre el ICE y los cogeneradores privados. De ahí que en ese momento no se realizó la actualización de costos mencionada líneas atrás, pues la misma formaba parte de un modelo tarifario que no se encontraba vigente.

Según se ha venido explicando, es hasta el 20 de octubre de 2024, que el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda admitió la medida cautelar ante causam y provisionalísima interpuesta por Ingenio Taboga S.A. y Azucarera el Viejo S.A., y ordenó la suspensión inmediata de los efectos de la resolución RE-0038-JD-2024, así como mantener la eficacia de la resolución RJD-004-2010, en tanto se resuelve el proceso sumario cautelar.

En línea con lo anterior, el 23 de octubre de 2024 la Junta Directiva de la Aresep dictó la resolución RE-0148-JD-2024, en la cual resolvió suspender de manera temporal los efectos de la resolución RE-0038-JD2024, y mantener la eficacia de la resolución RJD-004-2010, hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda no disponga otra cosa, y en su defecto, por un plazo máximo de seis meses o bien hasta que se resuelvan definitivamente los tres recursos administrativos interpuestos en contra de la resolución RE-0038-JD-2024.

De esta manera, es en el mes de octubre que la resolución RJD-004-2010 vuelve a tener eficacia, con base en las resoluciones emitidas por el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda y la Junta Directiva de la Aresep. Es decir, dos meses después de que, según la metodología en ella contemplaba, debía efectuarse la indexación de los costos.

En virtud de lo expuesto, en la presente fijación tarifaria se procederá a realizar la actualización de costos definida en la resolución RJD-004-2010, a fin de dar cumplimiento a los ordenado por la Junta Directiva en la resolución RE-0148-JD-2024 del 23 de octubre de 2024.

III. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de oficio de la "Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad y su fórmula de indexación" según la resolución RJD-004-2010 y su modificación aprobada con la resolución RJD-027-2014.

Al respecto, considerando que el modelo técnico (ingenieril), el financiero y demás apartados relacionados con el cálculo que establece la metodología referida, no han sufrido cambios metodológicos, el presente informe técnico contempla específicamente la actualización de los valores de cada uno de esos apartados de cálculo que corresponde según la metodología tarifaria, mediante el uso de indicadores representativos a la fecha más reciente posible (excepto para el apartado de rentabilidad, considerando que la información de las variables para su cálculo es anual), a partir de los datos establecidos en la resolución RIE-111-2015 del 4 de noviembre de 2015.

En este contexto, a continuación, se presentan los valores de los apartados de cálculo que sirven como base para la indexación, los índices a utilizar para dicha indexación, así como los resultados de la aplicación de la metodología.

2. Inversión total

Según la metodología RJD-004-2010 y su modificación RJD-027-2014, la inversión total está compuesta por la sumatoria de las erogaciones destinadas a la compra del terreno, edificio, equipos, herramientas y estudios necesarios para la puesta en marcha de la planta modelo.

Esta Inversión total se clasifica en Inversión Fija Tangible (Itan) e Inversión Fija Intangible (Iint), además del capital de trabajo necesario. Según la resolución RIE-111-2015 del 4 de noviembre de 2015, los valores de inversión que sirven como base para la presente indexación son:

Cuadro 1

Detalle del Costo de las Inversiones 2015

INVERSIONES	***MONTO***
Equipos, montaje, ingeniería, puesta en marcha, entrenamiento, gerenciamiento del proyecto, oferta areva koblitz	*$26.161.450,79*
Terreno, 7,000 metros cuadrados	*$25.178,85*
Sondeo del terreno, levantamiento planialtimétrico	*$3.000,00*
Obras civiles	*$1.871.959,47*
Planta de tratamiento de agua de efluentes	*$802.268,35*
Mobiliario y equipo de oficina	*$6.604,00*
Radio comunicaciones	*$1.285,60*
Extintores de fuego	*$2.055,17*
Línea de transmisión (2 km)	*$106.605,42*
Bahía de conexión de la subestación elevadora	*$0,00*
Estudios sistémicos de la red eléctrica	*$0,00*
Servicios de interconexión en línea viva	*$0,00*
Sistema opgw (cable de fibra óptica)	*$0,00*
Herramientas especiales para mantenimiento	*$54.223,07*
Perforación de pozo	*$16.438,15*
Bomba y mts. Pozo	*$10.958,76*
Concesión del pozo	*$3.287,63*
Bascula	*$4.383,51*
Camión	*$23.500,00*
Vehículo pick up Isuzu 2010	*$32.900,00*
Cargador de bagazo con grapa	*$290.407,25*
Sub total	***$29.416.506,02***
Capital de trabajo	*$1.057.207,68*
Total inversiones	***$30.473.713,70***

Fuente: RIE-111-2015

3. Costos variables y fijos

Según la metodología RJD-004-2010 y su modificación RJD-027-2014, el costo variable total (CVT) está determinado por la sumatoria del costo de la materia prima (Cmp), el costo del combustible (Ccb), el costo del transporte (Ctr) y los impuestos (Cimp).

Los costos fijos totales (CFT) están determinados por la sumatoria de los costos de la mano de obra (Cmo), el costo del seguro (Cse), los costos indirectos de fabricación (Cif), los gastos financieros (Gfin) y el gasto en depreciación (Gdep).

Según la resolución RIE-111-2015 del 4 de noviembre de 2015, los valores de los costos que sirven como base para la presente indexación son:

Cuadro 2
Detalle de los Costos Variables y Fijos 2015

COSTOS VARIABLES		***Monto***
Costos de materia prima:		
	Agua para arranque, imbibición y efluentes	*$1.499,11*
	Químicos de tratamientos agua caldera y efluentes	*$27.508,36*
	Leña para arranque	*$23.736,65*
	Manejo de Bagazo	*$3.294,36*
Costo de Combustibles:		
	Combustible para transporte cenizas y bagazo	*$3.396,23*
Costos por Impuestos:		
	Gasto de Patente municipal	*$7.172,13*
	Impuesto de renta	*$519.172,51*
	TOTAL	***$585.779,76***
COSTOS FIJOS		***Monto***
Costos de mano de obra:		
	Mano de Obra Directa	*$224.153,19*
	Mano de Obra indirecta	*$145.218,01*
	Póliza de seguro	*$122.682,29*
Costos indirectos de fabricación:		
	Gastos de Mantenimiento	*$223.921,31*
	Gastos Administrativos	*$20.101,59*
	Salud ocupacional	*$3.303,85*
	Gasto de electricidad para arrancar la planta	*$23.200,77*
Gastos Financieros:		*$2.119.887,04*
Depreciaciones:		*$732.405,19*
	TOTAL	***$3.614.873,25***

Fuente: RIE-111-2015

4. Actualización de valores

La modificación a la metodología (RJD-027-2014) aprobada por Junta Directiva y publicada en La Gaceta el día 02 de abril del 2014, establece para la actualización del monto de la inversión, lo siguiente:

> *"La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del*

monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública."

En función de lo anterior, el siguiente cuadro resume los índices a utilizar para cada rubro que compone el monto de la inversión, así como la justificación de cada uno. Se utilizaron los valores de los índices más recientes disponibles al momento de la elaboración del presente informe (diciembre 2024 para los índices PPI Turbine y PPI Power Dist y diciembre para IPC y IPP-MAN), así como el tipo de cambio promedio del último mes completo disponible (diciembre 2024).

Cuadro 3

Índices a utilizar para actualizar el monto de la Inversión

Componentes de la Inversión	Índice	Fuente (País)	Justificación
Equipos	PPI Turbine	Estados Unidos	Cotización de proveedores extranjeros y relacionados con componentes de generación eléctrica y turbinas
Ingenieria	PPI Turbine	Estados Unidos	
Montaje	PPI Turbine	Estados Unidos	
Preoperacion, puesta en marcha y entren.	PPI Turbine	Estados Unidos	
Línea de Transmisión	PPI Power Distr	Estados Unidos	Cotización de proveedores extranjeros y relacionados con distribución eléctrica
Mobiliario y equipo de oficina	IPC	Costa Rica	Cotización de proveedores nacionales y relacionados con artículos de oficina
Radio comunicaciones	IPC	Costa Rica	
Extintores de fuego	IPC	Costa Rica	
Herramientas especiales para mant.	IPP-MAN	Costa Rica	Cotización de proveedores nacionales y relacionados con artículos y servicios industriales
Perforacion de pozo	IPP-MAN	Costa Rica	
Bomba y mts. Pozo	IPP-MAN	Costa Rica	
Conseción del pozo	IPP-MAN	Costa Rica	
Báscula	IPP-MAN	Costa Rica	
Camion	IPP-MAN	Costa Rica	
Vehiculo pick up l200 4x4 2016	IPP-MAN	Costa Rica	
Cargador de bagazo con grapa	IPP-MAN	Costa Rica	

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

Asimismo, cabe mencionar que existen dos montos ("Obras Civiles y Planta de tratamiento de Agua de Efluentes") del monto total de la inversión que no son indexados con ningún índice porque, de lo contrario, se estaría duplicando o doble-contabilizando su valor indexado dentro del total de rubros que componen la inversión, y con ello, la tarifa final. Lo anterior teniendo en consideración que estos dos montos mencionados se han definido como un porcentaje del subtotal de la inversión, por lo que una vez indexado este último, estos montos automáticamente resultarán indexados. Por último, para el valor del terreno, se utilizó el valor vigente asignado en los mapas de valores más recientes disponibles según las zonas homogéneas definidas por el Ministerio de Hacienda. (Anexo 6).

Por otro lado, la mencionada modificación a la metodología (RJD-027-2014) establece para la actualización de los costos, lo siguiente:

> *"Los valores del costo se ajustarán anualmente, mediante un proceso extraordinario que debe iniciarse en agosto de cada año, de acuerdo con los factores de variación de costos, como es la inflación, por medio de la siguiente fórmula de indexación o automática que permite a la tarifa contrarrestar la pérdida del poder adquisitivo en términos reales, tal y como se detalla a continuación:*
>
> $$CEi = CE\ i\text{-}1 * (IPPIi / IPPIi\text{-}1)$$
>
> *Donde:*
>
> *CE: Costos de explotación (costos fijos y variables con excepción de los gastos financieros y depreciación) de la planta de generación o cogeneración mediante biomasa.*
>
> *IPPI: Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica."*

Al respecto, es necesario indicar, en lo que respecta a la mencionada actualización de costos que, a partir de enero del 2015, el Banco Central de Costa Rica suspendió el cálculo del Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI) y pública un índice de precios al productor con una base más reciente, el IPP-MAN. Este nuevo indicador le da continuidad a la serie del IPPI. El IPP-MAN está disponible desde enero 2012 y los niveles para los meses anteriores a esa fecha se calculan mediante un enlace con las variaciones del IPPI.

Por lo tanto, el siguiente cuadro resume los índices a utilizar para cada rubro que componen los costos, así como la justificación de cada uno. Se utilizó el valor del índice más reciente disponible al momento de la elaboración del presente informe, así como el tipo de cambio promedio del último mes completo disponible (diciembre, 2024):

Cuadro 4
Índices a utilizar para actualizar los costos

Componente	Índice	Fuente (país)	Justificación
Agua para arranque, imbibición y efluentes	IPP-MAN	Costa Rica	Cotización de proveedores nacionales y relacionados con artículos y servicios industriales
Químicos de tratamientos agua caldera y efluente	IPP-MAN	Costa Rica	
Leña para arranque	IPP-MAN	Costa Rica	
Manejo de bagazo	IPP-MAN	Costa Rica	
Combustible para transporte cenizas y bagazo	IPP-MAN	Costa Rica	
Gasto de patente municipal	IPP-MAN	Costa Rica	
Mano de obra directa	IPP-MAN	Costa Rica	
Mano de obra indirecta	IPP-MAN	Costa Rica	
Gastos administrativos	IPP-MAN	Costa Rica	
Salud ocupacional	IPP-MAN	Costa Rica	
Gasto de electricidad para arrancar la planta	IPP-MAN	Costa Rica	

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

En cuanto a la "Póliza de seguro" y los "Gastos de mantenimiento", al estar estos en función de la inversión, al indexar la inversión, automáticamente estos rubros son actualizados.

Con respecto al rubro de "Depreciaciones", este no es indexado considerando que la metodología vigente establece en la sección 2.11 que no puede ser indexado. Sin embargo, este componente si es actualizado automáticamente, ya que su cuantificación está en función del monto de la inversión, el cual debe indexarse. Similar sucede con los "Gastos financieros", los cuales no deben indexarse, pero al estar en función de la tasa de interés, al actualizar la tasa de interés, el monto de gastos financieros se actualiza automáticamente.

En cuanto al cálculo del impuesto sobre la renta, de conformidad con la Ley 7092, Ley del Impuesto sobre la Renta, este impuesto se calcula sobre la renta neta, que resulta de deducir de los ingresos o renta bruta, los costos y gastos útiles necesarios y pertinentes para producir la utilidad o beneficio. De acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria la tasa impositiva corresponde al 30% sobre las utilidades del período.

Las utilidades del período sobre las que se calcula el impuesto sobre la renta resultan de la diferencia de los costos estimados del período y los ingresos del mismo período. Los costos fueron actualizados según lo explicado en los párrafos anteriores, considerando la fecha más actualizada a la fecha del informe, a diciembre 2024 para los índices y el tipo de cambio. De manera consecuente con el periodo de actualización de los costos, los ingresos utilizados para el cálculo del impuesto de este período se derivan de la

multiplicación de la cantidad de energía generada por la empresa modelo definida en la metodología y la tarifa, la cual debería ser la tarifa vigente en este período. Lo anterior debido a que la metodología aborda una empresa típica que genera electricidad a partir del bagazo de la caña y donde la estructura de ingresos y gastos son exclusivamente del servicio regulado, por lo que los ingresos de la empresa se traducen en la cantidad de energía que logró vender multiplicada por el precio pagado por esa energía, que corresponde a la tarifa vigente aprobada por Aresep.

En este contexto, considerando que históricamente más del 80% de las ventas anuales de energía generada a partir de bagazo se dan en el primer semestre del año[1] (Anexo 8), y que la tarifa vigente aplicada en esos meses corresponde a la fijada el año anterior, consecuentemente para el cálculo de los ingresos del período se considera la tarifa vigente, la cual fue fijada el año anterior mediante la resolución RE-0066-IE-2022.

En relación con los aspectos anteriores, cabe señalarse que la resolución RJD-004-2010 en el Por tanto III indica lo siguiente:

> *"III. Establecer que la aplicación de esta metodología corresponderá al órgano que la Junta Directiva le haya asignado la competencia de fijar tarifas y precios. Esta potestad incluye tanto la de definir los diferentes valores numéricos de las diferentes variables que componen el modelo tarifario (cantidad de personal, costos individuales, tasas de interés y todas las otras variables incluidas en la hoja electrónica respectiva); como la de definir el precio final. La primera fijación se realizará inmediatamente después de aprobada esta metodología y las siguientes en el plazo establecido en la misma." (el subrayado no es del original).*

Adicionalmente, es pertinente mencionar que la hoja electrónica hace uso de una proyección de la inflación y del tipo de cambio a 20 años, esto con el objetivo de estimar los flujos de efectivo sobre los cuales se calculan indicadores como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto. En esta ocasión, se asume que la inflación proyectada para todos los años será igual a la meta de inflación definida por el BCCR en los últimos años y reafirmada en su Informe de Política Monetaria a octubre de 2024. (Anexo 9). En cuanto al tipo de cambio, partiendo del tipo de cambio promedio de diciembre de 2024, y considerando que a partir de febrero de 2015 el BCCR inició el régimen de flotación administrada eliminando las bandas cambiarias, se asumió que el tipo de cambio promedio anual variará

---

1 https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

en el porcentaje de variación anual promedio de 2015 a 2024. Es importante aclarar que, aunque estas dos proyecciones se hayan actualizado, esto no incide en el cálculo tarifario, siendo que, de acuerdo con la metodología, la definición de la tarifa sólo considera los costos indexados o actualizados al momento actual del cálculo tarifario.

5. Resultados de actualización de costos e inversión

A continuación, se presentan los resultados de la actualización de variables y rubros de inversión y costos:

Cuadro 5

Inversiones	Monto
EQUIPOS, MONTAJE, INGENIERIA, PUESTA EN MARCHA, ENTRENAMIENTO, GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO, OFERTA AREVA KOBLITZ	$32 071 723,11
:RRENO, 7,000 metros cuadrados	$16 578,57
)NDEO DEL TERRENO, LEVANTAMIENTO PLANIALTIMÉTRICO	$3 000,00
OBRAS CIVILES: SUPERVISION LOCAL DEL MONTAJE CIVIL, MATERIALES Y SERVICIOS DE CONSTRUCCIÓN CIVIL (7% del total de la inversion)	$2 304 264,40
.ANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE EFLUENTES	$987 541,88
)BILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	$8 136,69
\DIO COMUNICACIONES	$1 583,97
<TINTORES DE FUEGO	$2 532,15
\EA DE TRANSMISION (2 KM)	$200 443,21
BAHIA DE CONEXIÓN DE LA SUBESTACION ELEVADORA. POSTE, ESTRUCTURA, CABLE DE POTENCIA.	$0,00
STUDIOS SISTEMICOS DE LA RED ELECTRICA	$0,00
:RVICIOS DE INTERCONEXION EN LINEA VIVA	$0,00
STEMA OPGW (CABLE DE FIBRA OPTICA)	$0,00
:RRAMIENTAS ESPECIALES PARA MANTENIMIENTO	$70 519,36
:RFORACION DE POZO 1/	$23 747,23
)MBA Y MTS. POZO 1/	$15 831,49
)NSECIÓNDEL POZO 1/	$4 749,45
\SCULA	$6 332,59
\MION	$30 562,73
:HICULO PICK UP ISUZU 2010	$42 787,82
\RGADOR DE BAGAZO CON GRAPA	$419 534,42
ıb total	**$36 209 869,07**
ıpital de trabajo	$1 204 991,26
)TAL INVERSIONES	**$37 414 860,33**

Montos actualizados de los componentes de inversión (en dólares)

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

Cuadro 6

Montos actualizados de los rubros de costo (en dólares)

COSTOS VARIABLES	Monto
de materia prima	
para arranque , imbibición y efluentes	$1 949,66
ıicos de tratamientos agua caldera y efluentes	$35 775,77
para arranque	$30 870,50
·jo de Bagazo	$4 284,46
e Combustibles	
bustible para transporte cenizas y bagazo	$4 416,94
por Impuestos	
Gasto de Patente municipal en función de ingresos brutos (1.5 x 1000)	$7 974,92
esto de renta (en función de la rentabilidad)	$542 612,12
SUBTOTAL	**$627 884,37**
COSTOS FIJOS	**Monto**
de mano de obra	
Mano de Obra Directa, Salarios anuales incluyendo prestaciones sociales	$299 164,61
) de Obra indirecta, incluye prestaciones sociales	$193 814,29
a de seguro	$151 014,19
indirectos de fabricación	
Gastos de Mantenimiento (1% de la inversión total en equipos, planta tratamiento y bombas)	$274 508,56
Gastos Administrativos (papelería, teléfono, asesorias, dispensario, canon ARESEP)	$26 142,96
ɪ ocupacional	$4 296,80
ɔ de electricidad para arrancar la planta	$30 173,57
Financieros	$2 307 911,92
aciones	$903 358,24
SUBTOTAL	**$4 190 385,14**
)S TOTALES	**$4 818 269,50**

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

6. Rentabilidad

El nivel de rentabilidad está determinado por la aplicación del Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), de acuerdo con las fuentes de información indicadas en la resolución RJD-027-2014, 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 utilizará 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=H1. Por lo tanto, el promedio de la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años es de 2,28% (ver Anexo 1).

- *Prima por riesgo (PR): se empleará la variable denominada "Implied Premium (FCFE)". Los valores de esta variable se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar. A partir de la información para los últimos 5 años disponibles a la fecha de la fijación, se tiene que el promedio aritmético es de 4,94% (ver Anexo 2).*

- *Beta desapalancada (βd): El valor de la beta desapalancada se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. Para calcular el promedio de los últimos cinco años para el beta desapalancado, se utiliza la siguiente dirección web http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html. Este valor debe ser apalancado según la metodología RJD-027-2014 (βa). El valor obtenido es de 0,4085 y el apalancado es de 1,5524 (ver Anexo 3 y 5).*

- *Riesgo país (RP): Se considera el valor publicado para Costa Rica de los datos denominados Risk Premiums for the other markets y donde el riesgo país se denomina Country Risk Premium, los valores se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar. El valor del riesgo país utilizado es de 6,26%, que corresponde al promedio de los últimos 5 años del riesgo específico para Costa Rica (ver Anexo 4).*

- *Apalancamiento (ψ): El apalancamiento se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio. En la resolución RJD-004-2010 en el Por Tanto I "Gasto de financiamiento" se indica que el financiamiento es del 80% y 20% el capital propio.*

- *Tasa de impuesto sobre la renta (t): 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 7092.*

Así mismo es importante señalar que, las variables fueron indexados con los indicadores diciembre 2024, considerando el último Índice publicado para para cada una de las variables antes mencionadas, sin embargo, se aclara

que al momento de resolver se considerará el valor más reciente publicado para todas las variables que estén disponibles.

Por lo tanto, aplicando la fórmula descrita en la resolución RJD-027-2014, el nivel de rentabilidad es de 16,20% (ver Anexo 5). Este porcentaje de rentabilidad multiplica al monto de inversión aportado por capital[2] y a la porción de energía para la venta al ICE[3], lo cual da como resultado US$ 1 004 466,16.

7. Resultado tarifario

A partir de la actualización de la inversión y los costos, así como el nivel de rentabilidad, se procede a calcular la tarifa para la generación de energía eléctrica a partir de bagazo de caña, de la siguiente manera:

Cuadro 7
Tarifa Final

Variables		Valor
Costo Fijo ($)		4 190 385,14
Costo Variable ($)		627 884,37
Rentabilidad ($)		1 004 466,16
	TOTAL ($)	5 822 735,66
Energía para la Venta ICE (kWh)		49 566 037,37
Precio ($/kWh)		**0,11747**

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

[…]

V. CONCLUSIONES

1. *Realizada la actualización de las variables, de acuerdo con la metodología tarifaria vigente para plantas de generación de energía eléctrica con bagazo de caña de azúcar, se obtiene como resultado una cantidad total de energía para la venta al ICE de 49 566 037,37 kWh, un monto total de costos fijos de US$ 4 190 385,14, un monto total de costo variable de US$ 627 884,37 y un monto de rentabilidad de US$ 1 004 466,16.*

[2] Inversión total menos deuda, en donde esta última se asume en 80% de la inversión.
[3] Según el modelo técnico ingenieril, la porción de energía para la venta al ICE es de 85,6%.

2. *De conformidad con el análisis realizado, la tarifa propuesta de generación de energía eléctrica con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad es de US$ 0,11747 por kWh, lo que implicaría un aumento de 9,52 % con respecto a la tarifa vigente.*

[…]

II. Que, en cuanto a la consulta pública, del informe IN-0006-IE-2025 citado, conviene extraer lo siguiente:

[…]

Al respecto, de acuerdo con el informe IN-0017-DGAU-2025, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 56 al 57) remitido por la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), se presentaron tres posiciones de las cuales dos se admitieron y una no fue admitida por la Dirección General de Atención al Usuario.

Posiciones admitidas:

1. ***Coadyuvancia:*** *Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad 5-0302-0917.* ***Observaciones:*** *Presenta escrito por correo electrónico. (visible a folio 51).* ***Notificaciones:*** *Al correo electrónico jorge.sanarrucia@aresep.go.cr, consejero@aresep.go.cr*

2. ***Oposición****: Instituto Costarricense de Electricidad, cédula de persona jurídica número 4-000-042139. Representado por el señor Kenneth Lobo Méndez, portador de la cédula de identidad número 2-0555-0804, especial administrativo con facultades suficientes para que actúe ante la Aresep en todas las etapas del presente expediente.*
   Observaciones: *Presenta escrito por correo electrónico. (visible a folio 52).*
   Notificaciones: *Al correo electrónico fcordero@ice.go.cr; ehernandezp@ice.go.cr; mvalverdea@ice.go.cr; jsalashi@ice.go.cr.*

Posiciones no admitidas:

3. ***Posición:*** *Cogeneradora Tempisque S.A., cédula de persona jurídica número 3-101- 708112, representada por el señor Edgar*

Alejandro Ponciano Lavegne, portador de la cédula de residencia número 132000023632, en su condición de vicepresidente. ***Observaciones:*** *Presenta escrito por correo electrónico. (visible a folio 53). Resolución de rechazo No. RE-0007-DGAU-2025.* ***Notificaciones:*** *Al correo electrónico ruben@zamoracr.com; edaiza@catsa.Net.*

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

1. ***Coadyuvancia:*** *Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad 5-0302-0917.* ***Observaciones:*** *Presenta escrito por correo electrónico. (visible a folio 51).* ***Notificaciones:*** *Al correo electrónico jorge.sanarrucia@aresep.go.cr, consejero@aresep.go.cr*

Resumen:

El coadyuvante indica en su escrito que dado que el Tribunal Contencioso Administrativo y la Junta Directiva mediante la resolución RE-0148-JD-2024 además de suspender de manera temporal la metodología de la resolución RE-0038-JD-2024, se dispuso mantener la eficacia de la metodología RJD-004-2010 y su reforma mediante la RJD-027-2014, la Consejería del Usuario coincide con la necesidad de preservar la estabilidad regulatoria y evitar prejuicios mientras se resuelven los recursos administrativos y judiciales en curso, razón por la cual está de acuerdo con la aplicación de oficio que se tramita en el expediente ET-106-2024.

Respuesta:

Se le agradece al Consejero del Usuario la participación en esta consulta pública

Esta Intendencia en acatamiento de las disposiciones de Junta Directiva y del Tribunal Contencioso Administrativo realiza de oficio la aplicación de la metodología RJD-004-2010 y su reforma, cumpliendo así con la disposición metodológica de actualizar la tarifa una vez al año.

2. ***Oposición****: Instituto Costarricense de Electricidad, cédula de persona jurídica número 4-000-042139. Representado por el señor Kenneth Lobo Méndez, portador de la cédula de identidad número 2-0555-0804, especial administrativo con facultades suficientes para que actúe ante la Aresep en todas las etapas del presente expediente.*

Observaciones: *Presenta escrito por correo electrónico. (visible a folio 52).*
Notificaciones: *Al correo electrónico fcordero@ice.go.cr; ehernandezp@ice.go.cr; mvalverdea@ice.go.cr; jsalashi@ice.go.cr.*

Resumen:

1. *Sobre la tarifa a utilizar para el cálculo del "flujo de efectivo"*

El opositor indica que la IE insiste en utilizar la tarifa vigente alejándose del criterio justificado por la misma Intendencia en la resolución RE-0063-IE-2019 para el cálculo de los ingresos del "Flujo de efectivo", con los que se obtiene un VAN y una TIR desproporcionados y sin una base financiera y técnica justificable, lo que a su vez provoca un incremento en la tarifa sin sustento técnico.

En línea con lo anterior, manifiesta que los valores del VAN y la TIR obtenidos en el flujo de efectivo resultan en el valor de la TIR constante superior en un 24,7% al CAPM de 58,54% y la TIR nominal igual al CAPM en un 16,20% e indica que no se encuentra una justificación brindada que sustente la desproporción de estos valores.

Además, indica que la IE pudo haber aceptado una tarifa inicial para el cálculo de los ingresos de 0,08877 USD/kWh que hubiese arrojado un VAN constante del proyecto igual a 322 767 759 CRC, con los cuales se obtendría un VAN positivo y una TIR de 16,20%.

En ese sentido, aduce que la IE insiste en incorporar un cálculo de la TIR y VAN no sustentados técnicamente, al considerar que la tarifa inicial corresponde a la tarifa vigente, lo cual según menciona el ICE parece ser lo adecuado, pero resalta que en este punto no es adecuado que el flujo de efectivo parte de un proyecto cuya inversión se realiza en el año cero, año para el cual no existe una tarifa previa aprobada en la metodología por tratarse de una metodología de planta eficiente y que justamente el ejercicio trata de establecer el precio mínimo al cual es rentable el proyecto; es decir, que genere un VAN mayor o igual a cero y una TIR igual o superior a una tasa de referencia.

Petitoria:

2. *Utilizar para el cálculo del flujo de ingresos una tarifa inicial con la cual se obtenga una TIR igual al CAPM y un VAN igual o superior a cero, bajo un criterio de proporcionalidad y razonabilidad.*

3. *Realizar el cálculo tarifario considerando lo citado en la petitoria anterior.*

.

Respuesta:

En lo que respecta a la tarifa a utilizar para el cálculo del flujo de efectivo, el ICE manifiesta en su posición que la IE "insiste" en utilizar la tarifa vigente alejándose del criterio justificado en la resolución RE-0063-IE-2019 para el cálculo de los ingresos del "Flujo de efectivo", sobre lo cual es pertinente resaltar que el criterio que utiliza la IE en la presente fijación tarifaria, para determinar los ingresos empleados en el flujo de efectivo, es un criterio consistentemente aplicado desde la fijación correspondiente al periodo 2020, por medio de la resolución RE-0085-IE-2020 del 2 de noviembre de 2020, posteriormente en la fijación del periodo 2021 mediante la resolución RE-0057-IE-2021 del 1 de setiembre de 2021, fijación del periodo 2022 mediante la resolución RE-0066-IE-2022 del 13 de setiembre de 2022 y fijación del periodo 2023 mediante la resolución RE-0107-IE-2023 del 12 de setiembre de 2023.

Al respecto, es importante mencionar que tal y como la Intendencia ha detallado en los procesos tarifarios anteriormente citados, en la fijación del periodo 2019, resuelta mediante la resolución RE-0063-IE-2019 del 12 de setiembre de 2019, se adoptó un criterio técnico para el cálculo del valor de entrada del precio de la energía, basado en las métricas de valoración de proyectos, teniendo como dato para el precio de la energía en el año 1, el valor que diera como resultado que la tasa de rentabilidad sobre el capital (CAPM) y que la Tasa Interna de Retorno (TIR) se igualaran entre sí.

En ese sentido, en la citada resolución RE-0063-IE-2019, la IE justifica la razonabilidad técnica del dicho criterio utilizado de la siguiente manera:

> *"…La consultora Trabanino, en el folio 26 del expediente OT-212-2009 en donde se formuló, discutió y aprobó la metodología referida para los cogeneradores de energía eléctrica a partir de bagazo de caña de azúcar, menciona como parte de la base del análisis económico y financiero que:*
>
> *"Se realizaron cálculos de ingresos para la planta modelo, considerando dos tipos de tarifa o precio de venta al ICE: $0,071 por kWh y $0,047 por kWh."*

> *Lo anterior fue formulado y calculado por la consultora para estimar la proyección de ingresos, y con esto, resultan otras variables y parámetros, entre los que sobresale el atender obligaciones impositivas.*
>
> *Posteriormente a este apartado, la consultora Trabanino procedió con la evaluación financiera, en donde explica que adoptó dos métricas para determinar la viabilidad de los proyectos: Valor Actual Neto (VAN) y Tasa interna de Retorno (TIR).*
>
> *Para el caso del VAN, la consultora explica que siempre y cuando el valor del VAN sea positivo, "el proyecto es viable"; y para el caso de la TIR, explica que debe de compararse con la tasa de rendimiento de 10%.*
>
> *Así las cosas, el criterio adoptado por la IE, en aprobar un valor para el precio de la energía de US$0,0758 por kWh (redondeado por Excel) que funge como insumo para el cálculo de las proyecciones de los ingresos y, a su vez, de los impuestos de la renta, es razonable en cuanto da como resultado un valor del VAN (constante) positivo (₡231 852 293 redondeado por Excel), así como también un valor de la TIR mayor a la tasa de rendimiento de referencia (12,63%)."*

Del extracto anterior se observa que el criterio utilizado en la fijación tarifaria del 2019, por la IE para la determinación del precio de energía y por consiguiente de los ingresos, se sustenta precisamente en el cumplimiento de los fundamentos de evaluación financiera mencionados por la Consultora Trabanino, que participó en la formulación y el diseño de las variables que componen el modelo de cálculo vigente, toda vez que con los valores de ingresos y gastos estimados para esa fijación tarifaria y el costo de capital calculado en ese momento, el flujo de efectivo del proyecto dio como resultado un valor del VAN positivo, así como un valor de la TIR mayor a la tasa de rendimiento de referencia.

Ahora bien, es relevante traer a colación lo mencionado por la IE en la resolución RE-0056-IE-2021, en la cual se refiere al desarrollo de la fundamentación del cambio de criterio empleado en la resolución RE-0085-IE-2020, con respecto a la tarifa inicial a utilizar en el flujo de ingresos para el cálculo del impuesto sobre la renta, respecto al criterio empleado en la resolución RE-0063-IE-2019, en la cual se indicó lo siguiente:

“No obstante, en lo que respecta al criterio utilizado para el cálculo del valor del precio de la energía en la RE-0085-IE-2020, se indica que se procedió de igual manera, haciendo uso de la potestad otorgada por la metodología tarifaria a la IE en la definición de los valores numéricos de las variables del modelo, para precisar el valor de entrada del precio de la energía, el cual estuvo basado en la tarifa aprobada por Aresep que estuviera vigente durante el periodo analizado.

Lo anterior, con la respectiva justificación técnica de que la variable del precio de la energía se utiliza para la determinación de los ingresos en el flujo de efectivo el cual a su vez, es empleado para obtener el monto del gasto de impuesto sobre la renta, tributo que se calcula como un porcentaje de las utilidades o ganancias, las cuales se obtienen de la diferencia entre los ingresos y gastos correspondientes. Por lo que los ingresos del periodo analizado se obtienen de la cantidad de energía que la empresa logró vender multiplicada por el precio pagado por esa energía…

… En ese contexto, en la fijación tarifaria de la RE-0085-IE-2020, al actualizar los valores de los costos y gastos estimados actualizados para el periodo 2020 con los ingresos estimados utilizando la tarifa en el año que igualara la TIR del proyecto con el costo de capital calculado para dicho periodo, en el flujo de efectivo proyectado contenido en el modelo de cálculo, se obtuvo un VAN constante del proyecto negativo, el cual es una de los dos métricas financieras empleadas en el modelo para determinar la viabilidad del proyecto.

En ese sentido, si bien en el periodo 2019 fue financieramente factible utilizar dicho método financiero para el cálculo de la variable precio de la energía, el cual fue justificado en dicha ocasión de ser utilizado por dar un resultado financiero razonable al tener un VAN positivo y una TIR mayor al rendimiento de referencia, en el 2020 con los datos actualizados de los componentes del flujo de efectivo, el resultado no fue razonable dado que no se cumplió con uno de los fundamentos financieros principales para que un proyecto se considere viable, no se obtuvo un VAN positivo.

Por las razones anteriormente expuestas, como es conocido por el ICE, se le indica que desde la fijación del periodo 2020 (RE-0085-IE-2020), la IE debió modificar el criterio de cálculo adoptado en el 2019, considerando que no era

financieramente factible en todos los escenarios y por ende no se cumplía con los postulados establecidos en las bases de elaboración del modelo de cálculo. Por ello, se tomó la decisión de aplicar un criterio que estuviera de acuerdo con la lógica, ciencia y técnica establecidos en Ley General de Administración Pública, además que fuera razonable desde los puntos de vista financiero, contable, legal y tributario, el cual ha seguido siendo aplicado de forma sostenible y consistente en las fijaciones tarifarias posteriores, incluido el actual proceso tarifario.

En este contexto, se aclara que el criterio utilizado por la Intendencia tiene base financiera y técnica justificable, considerando que como se menciona en el informe llevado a consulta pública, el IN-0204-IE-2024, el flujo de efectivo contenido en la hoja electrónica del modelo de cálculo metodológico, es utilizado para determinar el gasto por impuesto sobre la renta del periodo y de conformidad con lo establecido en la Ley 7092, Ley de Impuesto sobre la Renta, este impuesto se calcula sobre la renta neta, que resulta de deducir de los ingresos o renta bruta, los costos y gastos útiles necesarios y pertinentes para producir la utilidad o beneficio.

En adición a lo anterior, según lo establecido en la metodología tarifaria, y tal y como lo destaca el ICE en el primer argumento de su posición, los costos para el cálculo de la tarifa, que además conforman el flujo de efectivo, son actualizados a la fecha del informe, por lo que, de manera consecuente con el periodo de actualización de los costos, el monto de ingresos considerado en la elaboración del flujo de efectivo también es actualizado al ser calculados con base en la tarifa vigente. Al utilizar los valores actualizados tanto de ingresos como de gastos, se demuestra la razonabilidad del cálculo, el cual se apega además al principio del servicio al costo.

En ese sentido, dichos ingresos utilizados para el cálculo del impuesto de este período se derivan de la multiplicación de la cantidad de energía generada por la empresa modelo definida en la metodología y la tarifa, la cual debería ser la tarifa vigente en este período. Lo anterior debido a que la metodología aborda una empresa típica que genera electricidad a partir del bagazo de la caña y donde la estructura de ingresos y gastos son exclusivamente del servicio regulado, por lo que los ingresos de la empresa se traducen en la cantidad de energía que logró vender multiplicada por el precio pagado por esa energía, que corresponde a la tarifa vigente aprobada por Aresep.

Adicionalmente, el ICE en su posición se refiere a que la IE pudo haber aceptado una tarifa inicial para el cálculo de los ingresos de 0,08877 USD/ kWh que hubiese arrojado un VAN constante del proyecto igual a 322 767 759 CRC, un VAN nominal de 1 593 094 906 CRC y una TIR nominal de 16,20%, igual al CAPM.

Al respecto, si bien en esta ocasión y con los valores utilizados tanto de CAPM como de los que valores que componen el flujo de efectivo, el resultado obtenido aplicando dicho criterio de igualar la TIR al CAPM, según lo indica el ICE es de un VAN positivo, no podemos dejar de considerar que ese mismo criterio en la fijación tarifaria del periodo 2020, arrojó un resultado de un VAN negativo, siendo inviable financieramente su aplicación, por lo que si se acogiera la propuesta del ICE de emplear este criterio, la utilización en cada fijación tarifaria del mismo, estaría condicionada a su viabilidad financiera, siendo necesaria la aplicación de un criterio alternativo, en los casos en los que no resulte viable.

Lo anterior, podría resultar en un alto riesgo de aplicación en la consistencia, claridad y certeza jurídica del criterio utilizado por la IE, para la determinación de los ingresos en el cálculo del gasto por impuesto sobre la renta. Sobre el tema de la certeza y seguridad jurídica, la Procuraduría General de la República en su pronunciamiento C-076-2005 del 21 de febrero de 2005, se manifestó de la siguiente manera:

> *"La seguridad jurídica...es la situación del sujeto del individuo como sujeto activo y pasivo de relaciones sociales, que sabiendo*
>
> > *o pudiendo saber cuáles son las normas jurídicas vigentes, tiene fundamentales expectativas de que ellas se cumplan. Ese valor jurídico pretende dar certeza contra las modificaciones del Derecho, procura evitar la incertidumbre del Derecho vigente, es decir, las modificaciones jurídicas arbitrarias, realizadas sin previo estudio y consulta..." (Sala Constitucional, resolución N° 8390-97 de 16:21 hrs. del 9 de diciembre de 1997).*

Bajo ese mismo pensamiento el dictamen de la Procuraduría C-080-99 de 28 de abril de 1999, cita algunas definiciones de estos principios fundamentales, de acuerdo con lo que manifiesta la jurisprudencia española:

> *"...principio de seguridad jurídica implica que el legislador debe perseguir la claridad y no la confusión normativa, debe procurar que acerca de la materia sobre la que legisle sepan los operadores jurídicos y los ciudadanos a qué atenerse, y debe huir de provocar situaciones objetivamente confusas {...}. Hay que promover y buscar la certeza respecto a qué es Derecho y no provocar juegos y relaciones entre normas como consecuencia de las cuales se introducen perplejidades difícilmente salvables*

> *respecto a la previsibilidad de cuál sea el Derecho aplicable, cuáles las consecuencias derivadas de las normas vigentes, incluso cuáles sean éstas. (Jurisprudencia del Tribunal Constitucional Español, No.46/1990 FJ4 7)"*
>
> *"{...} no cabe subestimar la importancia que para la certeza del Derecho y la seguridad jurídica tiene el empleo de una depurada técnica jurídica en el proceso de elaboración de las normas {...}, puesto que una legislación confusa, oscura e incompleta, dificulta su aplicación y, además de socavar la certeza del Derecho y la confianza de los ciudadanos en el mismo, puede terminar por empañar el valor de la justicia. (Ibídem, p.68, No.150/1990, FJ 8.8)"*

Aunado a lo anterior, si bien la metodología vigente faculta a la Intendencia para definir los valores numéricos de las diferentes variables que componen el modelo, incluyendo la variable en cuestión, tal y como lo argumenta el ICE en su posición, dicha discrecionalidad no es irrestricta. En este sentido, se advierte que lo propuesto por ICE implicaría adoptar una potencial alternancia en la aplicación de criterios, considerando que dicho criterio no es factible ni viable técnica y financieramente en todos los posibles escenarios, y en los casos en los que no fuera aplicable, la IE se vería en la necesidad de aplicar un criterio alternativo.

La situación descrita, infringiría los principios de certeza y seguridad jurídica que deben seguir los actos administrativos, que podría llevar a una falta claridad y consistencia para los interesados en lo actuado por la IE, en las fijaciones tarifarias para las plantas de generación de electricidad con bagazo de caña.

En ese sentido, la Ley 7593 le establece a la Aresep la potestad de elaborar metodologías tarifarias, en las que se detallan sus componentes y métodos de cálculo de sus variables, lo anterior con la finalidad de brindar seguridad jurídica al Regulador, al operador del servicio público y a la ciudadanía en general, por lo que aun cuando la metodología tarifaria le otorga la potestad a la IE de definir los diferentes valores numéricos de las variables que componen el modelo tarifario, los criterios utilizados por la Intendencia para la determinación de dichas variables deben además de ser razonables, lógicos y técnicamente sustentados, ser criterios de aplicación sostenible y consistente en el tiempo.

Adicionalmente, es importante aclarar que, el cálculo de la rentabilidad anual que debe reconocerse tarifariamente está debidamente normado en el apartado 2.18 de la metodología tarifaria vigente, por lo que la rentabilidad anual reconocida vía tarifa en el presente estudio tarifario corresponde a un 16,20%, derivado del CAPM y el método establecido en dicha metodología, por lo que en la aplicación del instrumento para el cálculo tarifario, la TIR obtenida en el flujo de efectivo proyectado fue utilizada solamente para establecer la viabilidad financiera del proyecto en la evaluación financiera de dicho flujo de efectivo, esto para la determinación de los ingresos en el cálculo de la variable del impuesto sobre la renta.

Finalmente, el criterio de aplicar la tarifa aprobada por Aresep vigente en el periodo de cálculo de los ingresos estimados, para la determinación del impuesto sobre la renta, es un criterio sostenible y consistente en el tiempo, el cual sigue la lógica del procedimiento de cálculo del impuesto sobre la renta, que es el gasto a determinar en este caso, al tener como componentes para la determinación de los ingresos, la cantidad de energía multiplicada por el precio vigente aprobado por Aresep para esa energía en dicho periodo. Por lo anterior, contrario a lo indicado por el ICE este criterio utilizado por la IE está debidamente sustentado y se descarta el propuesto por el Instituto, el cual como se detalló anteriormente puede no resultar financieramente viable, según los valores de costos, ingresos y costo de capital que se utilicen, y ser contrario a lo establecido en la metodología de cálculo.

III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos *[…]*

precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente fijar la tarifa para la actividad de generación de energía eléctrica mediante la explotación del bagazo de la caña de azúcar para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad correspondiente a US$ 0,11747 por kWh, tal y como se dispone:

POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:

I. Fijar la tarifa para la actividad de generación de energía eléctrica mediante la explotación del bagazo de la caña de azúcar para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad correspondiente a US$ 0,11747 por kWh.

II. Establecer que la presente resolución se emite como consecuencia de la medida cautelar provisionalísima dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda dentro del expediente judicial N° 24-007738-1027-CA y replicada por la Junta Directiva de la Aresep mediante la resolución RE-0148-JD-2024 del 23 de octubre de 2024. Mediante dichas resoluciones, se ordenó la suspensión de los efectos de la resolución RE-0038-JD-2024 del 28 de mayo de 2024 y se dispuso que, mientras se resuelva el proceso sumario cautelar, se mantenga la eficacia de la metodología tarifaria establecida en la resolución RJD-004-2010 del 21 de mayo de 2010.

III. Indicar que la tarifa fijada en la presente resolución entrará a regir y estará vigente, sin perjuicio de que su aplicación queda supeditada a lo que resuelva el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda respecto a la medida cautelar provisionalísima ordenada. Una vez resuelta esta, se procederá conforme a lo dispuesto por el Tribunal, la normativa aplicable y las resoluciones de la Junta Directiva de la Aresep que correspondan.

IV. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas en la consulta pública lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes por sus aportes.

V. Establecer que la banda tarifaria rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva Nº 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0006-IE-2025 del 17 de enero de 2024, que sirve de base para el presente acto administrativo.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós Intendente.—1 vez.—O.C.Nº 822024103800021.—Solicitud Nº 566516.—(IN2025919909).

ANEXOS

Anexo 1
Tasa Libre de Riesgo

Promedio	Tasa (%)
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
2022	2,95
2023	3,96
Promedio	2,28

Anexo 2
Prima por Riesgo

Periodo	Tasa
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
2022	5,94%
2022	4,60%
Promedio	4,94%

Anexo 3
Beta Desapalancada

Industry Name	Beta Desapalancado
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Utility (General) enero 2023	0,4081
Utility (General) enero 2024	0,3547
Promedio	0,4085

Anexo 4
Riesgo País

Periodo	Tasa
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
2022	9,49%
2023	6,58%
Promedio	6,26%

Anexo 5
Rentabilidad

Símbolo	Descripción	Valor
ρ =	**Rentabilidad**	**16,20%**
KL=	Tasa libre de riesgo	2,28%
βa=	Beta apalancado	1,55
PR=	Prima por riesgo	4,94%
RP=	Riesgo país	6,26%

Símbolo	Descripción	Valor
βa=	**Beta apalancado**	**1,5524**
βd =	Beta desapalancado	0,4085
D =	Deuda	80,00%
Kp =	Capital Propio	20,00%
t =	Tasa impositiva	30,00%

Anexo 6
Mapas de zonas homogéneas

Anexo 7
Herramienta de cálculo

Anexo 8
Generación de energía DOCSE

Anexo 9
Informe de Política Monetaria a octubre de 2024

RE-0004-IE-2025

SAN JOSÉ, A LAS 14:06 HORAS DEL 17 DE ENERO DE 2025

ESTUDIO TARIFARIO DE OFICIO PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS CORRESPONDIENTE AL MES DE DICIEMBRE DE 2024 QUE PRESTA LA REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO S.A. (RECOPE), DE CONFORMIDAD CON LA METODOLOGÍA TARIFARIA RE-0024-JD-2022 Y SUS REFORMAS

ET-001-2025

RESULTANDO:

I. Que el 30 de julio de 1981, mediante la Ley 6588, se estableció que la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (Recope) es la encargada de refinar, transportar y comercializar a granel el petróleo y sus derivados en el país.

II. Que el 17 de agosto de 1993, mediante la Ley 7356, se estableció que la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados para satisfacer la demanda nacional son monopolio del Estado, por medio de Recope.

III. Que el 7 de setiembre del 2007, mediante la resolución RRG-7205-2007, publicada en La Gaceta 181 del 20 de setiembre de 2007, se dictó el *"Lineamiento respecto del procedimiento a seguir en fijaciones extraordinarias de tarifas de servicios públicos".*

IV. Que el 12 de enero de 2016, mediante el Decreto Ejecutivo 39437-MINAE, se oficializó y declaró de interés público la Política Sectorial para los precios de gas licuado de petróleo, búnker, asfalto y emulsión asfáltica.

V. Que el 19 de febrero de 2018, las empresas envasadoras Tomza de Costa Rica S.A., Envasadora Súper Gas GLP S.A. y 3-101-622925 S.A. solicitaron, mediante oficio sin número, que se realicen ajustes mensuales incorporando la composición del GLP (folios 3013 al 3020 ET-081-2017).

VI. Que el 4 de diciembre de 2018, se publicó la Ley 9635, Ley del Impuesto sobre el Valor Agregado, en el Alcance Digital 202 a La Gaceta 225.

VII. Que el 11 de junio de 2019, en el Alcance Digital 129 a La Gaceta 108, se publicó el Decreto 41779-H, Reglamento de la Ley del Impuesto sobre el Valor Agregado.

VIII. Que el 10 de julio de 2019, la Intendencia de Energía (IE) mediante la resolución RE-0048-IE-2019, publicada en el Alcance Digital 165 a La Gaceta 135 del 18 de julio de 2019, aprobó, entre otras cosas, el margen de operación de Recope, los otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria en colones por litro para cada producto para el 2019 (ET-024-2019).

IX. Que el 20 de mayo de 2020, mediante el Decreto Ejecutivo 42352-MINAE, publicado en el Alcance 122 a La Gaceta 118 del 22 de mayo de 2020, se reformó la Política Sectorial para los precios de gas licuado de petróleo, bunker, asfalto y emulsión asfáltica, definida en el Decreto 39437-MINAE.

X. Que el 3 de enero de 2022, mediante la Ley 10110, publicada en el Alcance 1 a La Gaceta 2 del 6 de enero de 2022, la Asamblea Legislativa reformó el artículo 1 de la Ley 8114, Ley de simplificación y eficiencia tributaria del 4 de julio del 2001, fijando de esta manera el impuesto único al gas licuado de petróleo (GLP) en ¢24 colones por litro, el cual estará vigente por los siguientes 6 años contados a partir de la vigencia de la mencionada ley.

XI. Que el 20 de abril de 2022, la IE remitió el oficio OF-0123-IE-2022 (OT-837-2018) sobre la logística para el envío de la información regulatoria requerida por medio de las resoluciones RE-0070-IE-2020, RE-0093-IE-2020 y las resoluciones que la sustituyan o complementen en temas de mercado (corre agregado al expediente).

XII. Que el 5 de mayo de 2022, se publicó y entró en vigor la resolución RE-0024-JD-2022, publicada en el Alcance 87 a La Gaceta 82, donde se resolvió por parte de la Junta Directiva de la Aresep la *"Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en terminales de poliducto para almacenamiento y ventas, terminales de ventas en aeropuertos y al consumidor final"* del 26 de abril de 2022.

XIII. Que el 3 de junio de 2022, el Ministerio de Ambiente y Energía (Minae) emitió el Decreto Ejecutivo 43576-MINAE denominado *"Modificación al Decreto Ejecutivo Nº39437-MINAE del 12 de enero del 2016 denominado Política Sectorial para los precios de gas licuado de petróleo, búnker, asfalto y emulsión asfáltica",* publicado en el Alcance 115 a La Gaceta 106 del 8 de junio del 2022.

XIV. Que el 15 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0036-IE-2022, publicada en el Alcance 121 a La Gaceta 112 del 16 de junio de 2022, la IE emitió el estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la *"Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en terminales de poliducto para almacenamiento y ventas, terminales de ventas en aeropuertos y al consumidor final"*, de conformidad con lo dispuesto en la resolución RE-0024-JD-2022 (ET-041-2022).

XV. Que el 22 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0038-IE-2022, publicada en el Alcance 129 a La Gaceta 119 del 27 de junio de 2022, la IE resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Recope contra la resolución RE-0036-IE-2022 del 15 de junio de 2022, acogiendo parcialmente los argumentos expuestos.

XVI. Que el 2 de noviembre de 2022, mediante la resolución RE-0078-IE-2022, publicada en el Alcance 234 a La Gaceta 210 del 3 de noviembre de 2022, la IE resolvió incluir dentro del pliego tarifario de Recope el Búnker Térmico ICE 2 (ET-068-2022).

XVII. Que el 22 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-1103-IE-2022, se solicitó criterio al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) sobre el tipo de cambio utilizado.

XVIII. Que el 18 de enero de 2023, mediante el oficio OF-0007-CDR-2023, el CDR dio respuesta a la consulta realizada mediante el OF-1103-IE-2022.

XIX. Que el 30 de enero de 2023, la IE remitió a la Junta Directiva el oficio OF-0096-IE-2023, solicitando criterio sobre el tipo de cambio utilizado.

XX. Que el 8 de febrero de 2023, mediante el oficio OF-0128-IE-2023, la IE remitió a la Junta Directiva información complementaria al oficio OF-0096-IE-2023, sobre los recursos de revocatoria interpuestos por Recope a las resoluciones relacionadas con la RE-0024-JD-2022.

XXI. Que el 21 de febrero de 2023, en la sesión ordinaria 15-2023, mediante el acuerdo 10-15-2023, la Junta Directiva resolvió remitir los oficios OF-0096-IE-2023 y OF-0128-IE-2023 al señor Marlon Yong, asesor técnico económico de la Junta Directiva, para que en conjunto con el CDR analicen y recomienden acerca de la solicitud de aclaración presentada por la IE.

XXII. Que el 23 de febrero de 2023, mediante el oficio OF-0137-SJD-2023, se remitió al asesor de Junta Directiva y al CDR el acuerdo 10-15-2023 para su atención.

XXIII. Que el 24 de febrero de 2023, en el Alcance 31 a La Gaceta 35, se publica la resolución RE-0025-JD-2023 *“Modificación parcial de la metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en terminales de poliducto para almacenamiento y ventas, terminales de ventas en aeropuertos y al consumidor final”*.

XXIV. Que el 7 de marzo de 2023, mediante los oficios OF-0083-CDR-2023 y OF-0276-RG 2023, el CDR y la Asesoría Técnica Económica de la Junta Directiva dieron por cumplido el acuerdo de Junta 10-15-2023, del acta de la sesión ordinaria 15-2023 del 21 de febrero de 2023.

XXV. Que el 9 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0329-IE-2023 (OT-837-2018), la IE remitió oficio de modificación de lo dispuesto en el oficio OF-0123-IE-2022, sobre la logística para el envío de la información regulatoria requerida por medio de la resolución RE-0054-IE-2022 y las resoluciones que la sustituyan o complementen en temas de mercado para la tramitación de los estudios tarifarios de oficio (corre agregado al expediente).

XXVI. Que el 17 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0194-SJD-2023, la Junta Directiva dio respuesta al oficio OF-0096-IE-2023.

XXVII. Que el 7 de agosto de 2023, mediante la resolución RE-0097-IE-2023, la IE resolvió el estudio tarifario de oficio para el ajuste ordinario de flete de producto oscuro (Asfalto, Búnker, Emulsiones y Gasóleo), publicada en el Alcance 155 a La Gaceta 148 del 16 de agosto de 2023.

XXVIII. Que el 3 noviembre de 2023, mediante la resolución RE-0132-IE-2023, la IE actualizó el impuesto único de los combustibles, según el Decreto Ejecutivo 44239-H del 18 de octubre de 2023 y publicado en La Gaceta 201 del 31 de octubre de 2023.

XXIX. Que el 29 de noviembre de 2023, en el Alcance 236 a La Gaceta 222, por medio de la resolución RE-0623-RG-2023 del 22 de noviembre de 2023, se publicaron los cánones 2024.

XXX. Que el 13 diciembre de 2023, mediante la resolución RE-0158-IE-2023, la IE actualizó el ajuste del margen de comercialización del embazador de gas licuado de petróleo (GLP), según el Decreto Ejecutivo 44239-H del 18 de octubre de 2023 y publicado en La Gaceta 201 del 31 de octubre de 2023.

XXXI. Que el 16 enero de 2024, mediante la resolución RE-0005-IE-2024 del ET-096-2023, publicada en el Alcance 11 a La Gaceta 13 del 24 de enero de 2024, la IE resolvió incluir en el pliego tarifario el producto Jet Fuel A (folios 66 al 94).

XXXII. Que el 28 febrero de 2024, mediante la resolución RE-0020-IE-2024 (ET-009-2024), la IE actualizó el margen de distribuidores y comercializadores de los cilindros en diferentes especificaciones de gas licuado de petróleo (GLP), según la resolución RRG-8794-2008 del 2 de setiembre de 2008 y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley 7593, y publicada el 5 de marzo de 2024 en el Alcance 46 a La Gaceta 42 (folio 93).

XXXIII. Que el 5 abril de 2024, mediante la resolución RE-0034-IE-2024 (ET-021-2024), la IE realizó la liquidación extraordinaria y el diferencial de precios, según lo indica la metodología vigente. La misma fue publicada en el Alcance 71 de La Gaceta 64 del 11 de abril de 2024 (folios 248 al 348).

XXXIV. Que el 20 de mayo de 2024, la IE dictó la resolución RE-0041-IE-2024 (ET-020-2024), sobre la solicitud tarifaria ordinaria de Recope para la inclusión del Asfalto PG-64-22 en el pliego tarifario, de conformidad con lo establecido en la metodología RE-0024-JD-2022 (folios 78 al 103).

XXXV. Que el 21 de octubre de 2024, mediante el Decreto Ejecutivo número 44723-H, el Ministerio de Hacienda actualizó el impuesto único de los combustibles, publicado en el Alcance 177 a La Gaceta 203 del 30 de octubre de 2024. Dicha modificación entró a regir a partir del 1 de noviembre de 2024 (ET-096-2024).

XXXVI. Que el 6 noviembre de 2024, mediante la resolución RE-0080-IE-2024, contenida en el ET-096-2024, la IE actualizó el impuesto único a los combustibles, según el Decreto Ejecutivo 44723-H del 21 de octubre de 2024, publicado en el Alcance 184 de La Gaceta 214 del 14 de noviembre de 2024 (folios 24 al 39).

XXXVII. Que el 27 noviembre de 2024, mediante la resolución RE-0649-RG-2024, contenida en el OT-043-2024 y OT-0145-2024, el Regulador General aprobó el Canon de Regulación 2025 por regulado de la Aresep, publicado en el Alcance 195 de La Gaceta 227 del 3 de diciembre 202. (corre agregado al expediente).

XXXVIII. Que el 13 de diciembre de 2024, Recope, mediante el oficio P-0742-2024, presentó información para que la Aresep aplique la metodología tarifaria y realice de oficio la fijación de precios de los combustibles, correspondiente al mes de diciembre (folio 75).

XXXIX. Que el 5 de enero de 2025, la IE emitió el informe inicial IN-0001-IE-2025, sobre el estudio tarifario de oficio para el ajuste extraordinario del precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos correspondiente al mes de diciembre de 2024, para ser sometido al proceso de consulta pública (folios 3 al 74).

XL. Que el 6 de enero de 2025, mediante el oficio OF-0005-IE-2025, la IE solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) realizar la convocatoria a consulta pública de la aplicación tarifaria de oficio para el ajuste extraordinario del precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos correspondiente al mes de diciembre de 2024, que presta Recope (folios 76 al 80).

XLI. Que el 7 de enero de 2025, mediante el memorando ME-0012-DGAU-2025, se solicitó la publicación en La Gaceta, y mediante el memorando ME-0013-DGAU-2025, en los diarios nacionales, de la convocatoria a la consulta pública (folios 84 y 87).

XLII. Que el 7 de enero de 2025, mediante el memorando ME-0032-DGAU-2025, se incorporó al expediente la publicación en La Gaceta y en diarios nacionales de la convocatoria a la consulta pública (folio 90).

XLIII. Que el 15 de enero de 2025, Recope cargó en el Sistema de Información Regulatoria (SIR) la información del anexo A1_ Informe de compras la cuarta versión (corre agregado al expediente).

XLIV. Que el 15 de enero de 2025, mediante el informe IN-0020-DGAU-2025, la DGAU remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, el cual indica que, vencido el plazo establecido en la convocatoria a consulta pública, se recibió posición por parte de Recope (folio 92).

XLV. Que el 17 de enero de 2025, mediante el informe técnico IN-0007-IE-2025, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos (corre agregado al expediente).

CONSIDERANDO:

I. Que del informe técnico IN-0007-IE-2025 mencionado arriba 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 (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público […] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley […].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

> *[…] 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 combustibles derivados de hidrocarburos. 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. […]*

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

> *[…] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a: "recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.*
>
> *(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N°8660 del 8 de agosto de 2008)*
>
> *De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.*
>
> *Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.*
>
> *(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N°8660 del 8 de agosto de 2008) […]*

El artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

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. […]*

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

> *Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.*
>
> *Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince (*) días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*
>
> *En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas.*

En este contexto, la Junta Directiva, mediante la resolución RE-0024-JD-2022, dictada a las 10:45 horas del 26 de abril de 2022 y publicada en el Alcance No.87 a la Gaceta No. 82 del 5 de mayo de 2022, aprobó la "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en terminales de poliducto para almacenamiento y ventas, terminales

de ventas en aeropuertos y al consumidor final", siendo este el instrumento tarifario vigente al día de hoy y su modificación parcial mediante la resolución RE-0025-JD-2023 "Modificación parcial de la metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en terminales de poliducto para almacenamiento y ventas, terminales de ventas en aeropuertos y al consumidor final" publicada en el Alcance N°31 a La Gaceta N°35 del 24 de febrero de 2023.

Es importante advertir que la información aportada por Recope es el insumo principal para la tramitación de sus estudios tarifarios, tanto ordinarios como extraordinarios, sean estos de oficio o a solicitud de parte.

Por otro lado, sobre la procedencia de iniciar de oficio la presente fijación tarifaria, cabe indicar que el artículo 30 de la Ley 7593, ya citado, como el artículo 284 de la Ley 6227, establecen las formas de inicio de los procedimientos administrativos, que pueden iniciarse ya sea a solicitud de parte, o bien, de oficio, cuando lo exija la ley expresamente o cuando el interés público así lo requiera.

Al respecto, el artículo 284 de la Ley 6227 establece que:

> *[…] Artículo 284.- El procedimiento podrá iniciarse de oficio o a instancia de parte, o sólo a instancia de parte cuando así expresa o inequívocamente lo disponga la ley. […]*

Sobre este tema, mediante la Opinión Jurídica OJ-103-2001 del 24 de julio de 2001, la Procuraduría General de la República (PGR) realizó un análisis del artículo 30 de la Ley 7593 y del 284 de la LGAP. Al efecto, en lo que interesa, indicó:

> *[…] Tanto el artículo 30 de la Ley 7593 como el artículo 284 de la LGAP, simplemente establecen las formas de inicio de los procedimientos administrativos, que pueden iniciarse ya sea a solicitud de parte, como derivación directa del derecho de petición consagrado en el artículo 27 de la Constitución Política o bien, de oficio, cuando lo exija la ley expresamente o cuando el interés público así lo requiera. No se trata, entonces, (…), de la consagración de una potestad discrecional. Por el contrario, el inicio de oficio de los procedimientos administrativos constituirá una potestad reglada en el tanto y en el cuanto exista disposición expresa de la ley en ese sentido o, como se indicó anteriormente, razones de interés público lo exijan. El interesado podría solicitar de la Autoridad que se haga la fijación ordinaria, pero esa gestión no es indispensable, puesto que la ARESEP puede realizar, de oficio, la fijación. […]*

En ese mismo sentido, la PGR, en el dictamen C-030-2022 de 24 de enero de 2022, indicó:

[…] Tanto en la Opinión Jurídica N. 103-2001 de cita como en el dictamen N. C-207-2001 de 26 de julio del mismo año, la Procuraduría ha sido clara en cuanto al deber de la ARESEP de realizar las fijaciones extraordinarias cuando se produzcan las condiciones que legalmente han sido establecidas para que proceda tal fijación. Se ha indicado que dicha modificación constituye manifestación de una potestad reglada, por lo que la Autoridad Reguladora carece de competencia para decidir si procede o no a realizar la fijación extraordinaria. En ese sentido, se ha indicado que la Autoridad deviene obligada, en razón del último párrafo del artículo 30 de mérito, a realizar las fijaciones extraordinarias de tarifas cuando se presenten los supuestos establecidos por el legislador, sea:

- *Cuando se produzcan variaciones en el entorno económico por caso fortuito o fuerza mayor, y*
- *Cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste*

"Ahora bien, ante la existencia comprobada de alguna de las causales señaladas anteriormente, la Administración debe proceder a realizar de oficio la fijación tarifaria respectiva, lo que se deriva de la simple lectura de la frase final del párrafo 3 del artículo 30 que indica que la Autoridad Reguladora "realizará de oficio" esas fijaciones. Se trata, pues, de una potestad reglada de la Administración y no de una facultad-poder de ejercicio discrecional, como afirma la Autoridad Reguladora.

Existe una clara diferencia en la redacción del tercer párrafo del artículo 30 en relación con el segundo párrafo de dicho artículo. En efecto, si para las fijaciones ordinarias se dispuso que "La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley", en lo que concierne a las fijaciones extraordinarias, la disposición es categórica: "La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones". En este último caso, la Administración no ostenta posibilidad alguna de elección entre una pluralidad de opciones igualmente válidas. Al contrario, una vez verificada la existencia de la causal establecida en la ley debe la Administración proceder conforme a Derecho, o sea, proceder a realizar la fijación respectiva. La decisión de ejercicio de la potestad es obligatoria y su contenido no puede ser libremente determinado por la Autoridad: éste no puede ser otro que la revisión de las tarifas existentes, es decir la fijación extraordinaria. No existe posibilidad de valoración entre supuestos igualmente válidos, como es el caso de la potestad discrecional. Por lo que la Autoridad Reguladora debe limitarse a comprobar que el motivo que determina la fijación extraordinaria ha tenido lugar. […]

Se concluye de todo lo anterior, que le corresponde a la Intendencia de Energía tramitar los estudios de fijaciones extraordinarias de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 7593 en concordancia con el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, lo establecido en la metodología aprobada mediante la resolución RE-0024-JD-2022, citada. Asimismo, se puede concluir que el presente estudio tarifario, puede iniciarse de oficio, de conformidad con lo preceptuado en el párrafo 3 del artículo 30 de la ley 7593.

III. ANÁLISIS TARIFARIO

De conformidad con la metodología vigente y aplicable al presente asunto, la RE-0024-JD-2022 y su reforma, el cálculo del precio de cada uno de los combustibles se debe realizar con fecha de corte al segundo viernes de cada mes -13 de diciembre de 2024 en este caso- con base en las siguientes variables y criterios de cálculo:

1. Cálculo del costo de adquisición de los combustibles ($COA_{i,t}$)

En lo que respecta al cálculo del costo de adquisición de los combustibles, se utilizaron las facturas reportadas por Recope, de acuerdo con lo instruido en la resolución RE-0054-IE-2022 y el oficio de logística OF-0259-2023. Se empleó el último informe de compras "A1_ Informe de compras v4" disponible en el Sistema de información Regulatoria (SIR) actualizado el 15 de enero de 2025.

Además, se tomó la información aportada en el oficio, P-0742-2024 del 13 de diciembre de 2024, el cual contempla información de los embarques existentes entre el 8 de noviembre de 2024 al 12 de diciembre de 2024. Este informe de compras se contempla en los archivos incluidos en el anexo 7 a este informe. Estos montos contemplan las primas o descuentos, el flete de transporte internacional, seguro de transporte internacional, el margen de comercialización del proveedor (trader) y costo portuario.

Es importante advertir que la información aportada por Recope es el insumo principal para el cálculo del costo de adquisición de los combustibles (COAi,t) en el presente estudio tarifario.

Se sometieron a consulta pública los precios utilizando como base la información de 19 embarques respaldados por 13 facturas definitivas con información real y 7 documentos BL con información estimada por Recope, información reportada mediante el oficio P-0742-2024 y los archivos subidos al SIR el 13 y 20 de diciembre 2024.

A la fecha de formalización de este informe, Recope suministró 6 facturas definitivas por lo que se cuenta con la totalidad de las facturas para los 19 embarques reportados de manera que toda la información utilizada para los cálculos es real y respaldada.

Jet fuel tipo A

En relación con el producto Jet fuel tipo A (código 41), según lo comunicado por Recope mediante los oficios P-0721-2024 y P-0742-2024, y tal como fue advertido por esta Intendencia mediante el IN-0186-IE-2024 (ET-098-2024), se da inicio con la transición de este producto. Al respecto Recope reporta un cargamento inicial por medio del embarque 2024157D01.

Los precios del Jet fuel tipo A, fueron establecidos en la resolución RE-0005-IE-2024 del 16 de enero de 2024 (ET-096-2023) y entraron al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta mediante Alcance 11 a la Gaceta 13 del 16 enero 2024, estos precios se ajustan con las facturas finales presentadas por Recope.

La compra del combustible Jet fuel A, genera un costo de adquisición de este producto, esto se podría utilizar para el cálculo de la desviación estándar, sin embargo, con solo un dato de Jet Fuel A, el cálculo de la desviación estándar sería estadísticamente débil y propenso a grandes fluctuaciones por la falta de variabilidad en los datos. Una muestra de tamaño limitado genera una desviación estándar extremadamente sensible a los valores individuales. Esto puede dar lugar a conclusiones poco representativas de la verdadera variabilidad del costo.

Dado que los costos de Jet Fuel A y Jet Fuel A1 son altamente correlacionados (debido a factores de mercado compartidos), se puede asumir razonablemente que ambos conjuntos de datos provienen de distribuciones comparables. Incorporar datos de Jet Fuel A1 permite aumentar el tamaño de la muestra, mejorando la estabilidad y confiabilidad de la estimación. Esta asunción permite que los datos de Jet Fuel A1 sirvan como un complemento válido para calcular una desviación estándar más robusta. Al agregar los datos de Jet Fuel A1, se introduce mayor variabilidad natural al análisis, reflejando de manera más precisa las fluctuaciones reales en los costos de adquisición de combustibles similares.

Estas condiciones particulares requieren por tanto realizar un conjunto de cálculos intermedios para utilizar los costos de adquisición de Jet fuel A1, para incluir en el cálculo de la desviación estándar del Jet fuel A, y de esta manera lograr un adecuado cálculo de las bandas tarifarias en terminales aeropuerto y puertos, planteada en la metodología.

La utilización de estos cálculos intermedios es posible por:

1. *La metodología tarifaria de modo prospectivo previó que este tipo de circunstancias pudieran suceder y por ello en la sección 7. Consideraciones Adicionales, habilitó la posibilidad de realizar cálculos intermedios sujetos a un conjunto de criterios:*

"(…) En caso de que alguna fuente de información requerida para el cálculo de alguna variable de la presente metodología deje de estar disponible para su utilización, la IE (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio), tendrá la facultad de sustituir esta fuente de información por otra fuente que sea ***confiable, basada en información pública, emitida por un ente competente y que técnicamente logre cumplir la finalidad requerida****. Para lo cual, se deberá exponer una justificación detalla del cambio, en el informe que sustenta el estudio tarifario en el que se incorporará la nueva fuente de información, en un apartado o sección independiente.*

Cuando se requiera de alguna variable adicional indispensable para realizar ***cálculos intermedios, la IE (o el órgano de Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio), tendrá la facultad de aplicar estos cálculos empleando los criterios señalados en el párrafo anterior****. (…)". (El resaltado no es del original).*

Por su parte, para dar un adecuado cumplimiento a lo establecido en la metodología tarifaria, se procederá a analizar el cumplimiento de los criterios requeridos para la utilización de los cálculos intermedios de conformidad con la sección 7. Consideraciones Adicionales antes citada:

1. ***Confiable:*** *la información utilizada es un procesamiento de información, obtenido a partir del Anexo 1 que Recope ha suministrado a través del Sistema de Información Regulatoria (SIR), de conformidad con lo establecido en la RE-0070-IE-2020 y RE-0054-IE-2022. Además, esta información pasa por un proceso de revisión exhaustiva aplicando los formularios de revisión definidos, los cuales permiten verificar la calidad, confiabilidad y consistencia de los datos.*
2. ***Basada en información pública:*** *la información del Anexo 1 se adjunta en cada uno de los cálculos, tanto como archivo individual como en el cálculo de las bandas con cada costo de adquisición, en este caso para el Jet fuel A1.*
3. ***Emitida por un ente competente:*** *es emitida por la Aresep con base en los reportes remitidos por Recope en el SIR, y de conformidad con la Ley 7593, la Autoridad Reguladora tiene toda la competencia para disponer de información de mercado asociada al servicio regulado.*
4. ***Que técnicamente logre cumplir la finalidad requerida:*** *tal y como se explicó anteriormente, la alta correlación que existe entre los productos Jet fuel A y Jet fuel A1 y que sean productos sustitutos, hacen que utilizar los datos de costos de adquisición de Jet fuel A1 para calcular la desviación estándar de Jet fuel A sea viable a nivel estadístico.*

   En el siguiente cuadro se presenta la desviación estándar de Jet fuel A usando los datos de Jet fuel A-1:

Producto	Precio Terminal	Desviación estandar	Límite inferior	Límite Superior
Jet fuel A-1	514,52	68,32	446,20	582,84
Av-Gas	810,63	58,48	752,15	869,12
IFO 380	575,38	18,32	557,06	593,69
Jet fuel A	516,44	69,02	447,42	585,45

Por otra parte, en el siguiente cuadro muestra la desviación estándar de Jet fuel A usando únicamente las compras de Jet fuel A:

Producto	Precio Terminal	Desviación estandar	Límite inferior	Límite Superior
Jet fuel A-1	514,52	68,72	445,79	583,24
Av-Gas	810,63	58,48	752,15	869,12
IFO 380	575,38	18,32	557,06	593,69
Jet fuel A	516,44	3,81	512,63	520,25

Asfalto PG-64-22

Recope, solicitó mediante solicitud tarifaria Ordinaria, la inclusión del Asfalto PG-64-22 (ET-020-2024) en el pliego tarifario para su comercialización, sustituyendo al Asfalto AC 30 debido a la mayor disponibilidad de este nuevo producto en el mercado internacional y a la necesidad de mejorar la calidad del asfalto utilizado en el desarrollo de la infraestructura vial del país. Este cambio fue respaldado por estudios técnicos y la solicitud del Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), que subraya la necesidad de adoptar productos con mejores características y un desempeño adecuado para las condiciones locales. Esto permitiría optimizar los costos de transporte marítimo y mejorar la flexibilidad con los proveedores.

Los precios del Asfalto PG-64-22 establecidos en la resolución entraron en vigor mediante la resolución RE-0041-IE-2024 del 20 de mayo de 2024 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta mediante Alcance 101 a la Gaceta 3, del 30 de mayo 2024 y se ajustan en este estudio tarifario con información real respaldada por facturas definitivas de la compra del producto.

El Asfalto PG-64-22 cumple con las normativas internacionales de calidad establecidas en el Reglamento Técnico Centroamericano RTCA 75.01.22:04, y específicamente con las especificaciones ASTM D6373-99 para asfalto clasificado

por desempeño. Estas especificaciones incluyen parámetros como la temperatura de diseño del pavimento, la viscosidad y la resistencia a la fluencia, entre otros.

Debido a la capacidad operativa limitada de RECOPE, la transición al nuevo producto no permitirá la comercialización simultánea de ambos tipos de asfalto. Por lo tanto, el Asfalto PG-64-22 reemplazará al producto de código 38, es decir Asfalto AC 30, según los catálogos establecidos.

Para este mes se reportan las primeras compras de Asfalto PG-64-22 (producto 42) mediante el embarque 2024154A01 en el que se solicitan 15 843 771 litros de este producto. Al respecto de esta compra y tras la oposición presentada por Recope en el oficio P-0014-2025, esta intendencia procedió a realizar una nueva revisión exhaustiva de la información, en la que se destaca que para las primeras versiones del informe de compras A1, Recope reporta erróneamente dicho embarque, asociándolo al producto 13, es decir Asfalto. Para la entrega del 15 de enero de 2025, Recope procedió a corregir el código a ***producto 42*** *(Asfalto PG-64-22) en el Informe de Compras A1, entrega que finalmente coincide con el Bl y factura reportados el 13 y 20 de diciembre de 2024.*

Así las cosas, el precio llevado a consulta pública para el Asfalto PG-64-22, presenta una variación con respecto a los datos iniciales, ya que se había calculado con datos del Asfalto (producto 13).

Cannon

El canon aprobado asciende a ₡2 532 499 711 anuales, las ventas estimadas del 2025 fueron proyectadas por Recope y entregadas a la Aresep el 20 de diciembre mediante correo electrónico, las cuales se estiman en 23 537 128 barriles, lo que equivale a 3 742 104 430,47 litros.

En función de lo anterior, con base en la información aportada por Recope a la Autoridad Reguladora, relacionada con su gestión de compras, en el siguiente cuadro se presentan los precios de los hidrocarburos en estaciones de servicio, así como para el GLP, determinados en el presente estudio:

A continuación, se presenta un extracto de los datos de compra utilizados para el cálculo del costo de adquisición y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Facturas". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "2. Determinación del COA.xlsm":

Cuadro 1.
Facturas de los productos comprados por Recope
(Costo CIF y portuario en $, y Costo total en colones)

Fecha de BL	PROVEEDOR	Producto	Litros	Costos CIF	Costo Portuario	Costo total Colones
12/11/2024	Otro	Bunker Térmico ICE 2	15 843 772	7 521 594	140 062	3 880 287 214
12/11/2024	Puma Energy	Av-Gas	68 442	72 521	0	36 728 499
15/11/2024	Carib LPG Trading Ltd	LPG (70-30)	6 588 617	1 892 364	4 764	960 810 905
17/11/2024	Carib LPG Trading Ltd	LPG (70-30)	11 714 070	3 378 536	8 864	1 715 566 852
19/11/2024	Exxon Mobil Sales & Supply LLC	Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	37 777 485	21 190 444	21 731	10 743 021 696
19/11/2024	Exxon Mobil Sales & Supply LLC	Jet fuel A-1	9 921 479	5 599 339	5 707	2 838 706 312
20/11/2024	Atlantic Trading & Marketing, Inc	Gasolina RON 91	47 678 166	23 502 940	14 846	11 910 710 786
27/11/2024	Gunvor S.A.	Asfalto PG-64-22	6 553 072	3 032 688	21 670	1 546 896 411
29/11/2024	Carib LPG Trading Ltd	LPG (70-30)	6 652 534	1 968 401	4 568	999 220 567
29/11/2024	Trafigura PTE Ltd	Gasolina RON 95	47 680 418	25 345 951	28 776	12 851 168 755
1/12/2024	Carib LPG Trading Ltd	LPG (70-30)	8 692 519	2 578 727	4 257	1 308 166 346
1/12/2024	Exxon Mobil Sales & Supply LLC	Jet fuel A	10 535 959	6 033 929	6 405	3 059 160 015
2/12/2024	Exxon Mobil Sales & Supply LLC	Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	36 883 815	20 767 737	22 423	10 529 289 649
3/12/2024	Puma Energy	Av-Gas	68 686	72 616	0	36 776 916
3/12/2024	Vitol Inc.	Bunker	7 967 780	3 741 489	3 329	1 896 583 599
4/12/2024	Carib LPG Trading Ltd	LPG (70-30)	11 153 735	3 214 156	8 864	1 632 316 024
8/12/2024	Carib LPG Trading Ltd	LPG (70-30)	8 606 014	2 469 291	4 257	1 252 742 008
10/12/2024	Atlantic Trading & Marketing, Inc	Gasolina RON 91	47 718 306	24 168 899	29 056	12 255 186 577
10/12/2024	Puma Energy	Av-Gas	68 425	72 336	0	36 635 038

Fuente: Intendencia de Energía con datos del informe de compras de RECOPE.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Para obtener el monto en colones indicado en el cuadro anterior, se utilizó un tipo de cambio de ₡506,46 por dólar, el cual se obtuvo a partir del promedio simple del tipo de cambio de venta de los últimos 15 días naturales anteriores al segundo viernes de cada mes, para el Sector Público no Bancario, publicado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), de conformidad con lo indicado en el oficio OF-0083-CDR-2023 del 7 de marzo de 2023.

Es importante aclarar que el periodo que se consideró para el cálculo del tipo de cambio abarca del 8 de noviembre de 2024 al 12 de diciembre de 2024, utilizando de esta manera 11 registros.

Así, con base en estos datos de compra, se estima un costo de adquisición por litro ($COA_{i,t}$), el cual se calcula de modo simplificado dividiendo los montos en colones, entre la cantidad de litros correspondiente. A continuación, se presentan los resultados obtenidos por producto:

Cuadro 2.
Cálculo del costo de adquisición en colones

Producto	Costo total Colones	Litros	Costo de adquisición
Asfalto PG-64-22	*1 546 896 411,04*	*6 553 072*	*236,06*
Av-Gas	*110 140 452,91*	*205 553*	*535,83*
Bunker	*1 896 583 598,61*	*7 967 780*	*238,03*
Bunker Térmico ICE 2	*3 880 287 213,76*	*15 843 772*	*244,91*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*21 272 311 345,33*	*74 661 300*	*284,92*
Gasolina RON 91	*24 165 897 362,97*	*95 396 472*	*253,32*
Gasolina RON 95	*12 851 168 754,94*	*47 680 418*	*269,53*
Jet fuel A	*3 059 160 015,48*	*10 535 959*	*290,35*
Jet fuel A-1	*2 838 706 312,13*	*9 921 479*	*286,12*
LPG (70-30)	*7 868 822 702,07*	*53 407 489*	*147,34*

Fuente: Intendencia de Energía con datos del informe de compras de RECOPE.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

De acuerdo con la información presentada en el cuadro anterior, se advierte la existencia de un conjunto de productos para los cuales no se reportaron compras en el último informe disponible. Para estos casos la metodología ha contemplado lo siguiente:

3.1 Actualización del costo de adquisición de los combustibles.

(…)

En el caso en que, entre la fecha de corte del estudio anterior y la fecha de corte del estudio a realizar, no se cuente con información de ningún embarque, se mantendrá la información utilizada en el estudio tarifario extraordinario que se encuentre vigente.

Así las cosas, los productos que no poseen compras reportadas en el último informe disponible, se procedió a mantener la información del costo de adquisición de los combustibles ($COA_{i,t}$) que se encuentra vigente calculado en la resolución RE-0040-IE-2024, tal y como lo indica el inciso de la metodología ya citado.

Es importante destacar que aquellos productos cuyo precio se obtiene a partir de una mezcla, se mantuvieron bajo esta misma determinación, tal es el caso del diésel pesado, keroseno, emulsión de rompimiento rápido, emulsión de rompimiento lento, búnker térmico, asfalto AC-10 y nafta pesada. Para el cálculo de los costos de se utiliza los siguientes porcentajes de mezcla:

- *Diésel Pesado:*
  $$COA_{\text{Diésel Pesado},t} = 43{,}24\% * COA_{\text{Diésel},t} + 56{,}76\% * COA_{\text{Búnker 3\%S},t}$$

- *Keroseno:*
  $$COA_{\text{Keroseno},t} = 100\% * COA_{\text{Jet Fuel A1},t}$$

- *Emulsión de Rompimiento Rápido:*
  $$COA_{\text{Emulsion RR},t} = 65\% \ (86\% * COA_{\text{Asfalto AC30},t} + 14\% * COA_{\text{Búnker 3\%S},t})$$

- *Emulsión de Rompimiento Lento:*
  $$COA_{\text{Emulsion RL},t} = 65\% * COA_{\text{Asfalto AC30},t}$$

- *Búnker térmico ICE:*
  $$COA_{\text{búnker térmico},t} = 66{,}65\% \ * COA_{\text{Diésel},t} + 33{,}35\% * COA_{\text{Búnker 3\%S},t}$$

- *Asfalto AC-10:*
  $$COA_{\text{Asfalto AC 10},t} = 89\% * COA_{\text{Asfalto AC 30},t} + 11\% * COA_{\text{Búnker 3\%S},t}$$

- *Nafta Pesada:*
  $$COA_{\text{Nafta Pesada},t} = 50\% * COA_{\text{Gasolina RON 91},t} + 50\% * COA_{\text{Gasolina RON 95},t}$$

A continuación, se muestra el costo de adquisición final por barril y por litro a utilizar en el estudio tarifario, en acato a lo dispuesto en la sección 9.2 inciso c), el cual como se indicó líneas arriba, para los productos con compras reportadas se tomará del cuadro 3 y para los productos sin compras se tomarán los datos vigentes y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Facturas,costos, margen". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "2. Determinación del COA.xlsm":

Cuadro 3.
Determinación del Costo de Adquisición (COA) por producto (en $/bbl y ₡/l)

Producto	***Costo de adquisición por barril***	***Costo de adquisición por litro***
Gasolina RON 95	*42 851,32*	*269,53*
Gasolina RON 91	*40 274,69*	*253,32*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*45 298,18*	*284,92*
Jet fuel A-1	*45 488,92*	*286,12*
Jet fuel A	*46 162,55*	*290,35*
LPG (70-30)	*23 424,44*	*147,34*
LPG (rico en propano)	*39 822,45*	*250,48*
Asfalto	*38 181,50*	*240,15*
Diésel marino	*136 631,34*	*859,39*
Bunker	*37 843,93*	*238,03*
IFO 380	*82 689,47*	*520,10*
Av-Gas	*85 189,35*	*535,83*
Gasolina RON 91 (pescadores)	*40 274,69*	*253,32*
Diésel uso automotriz 50 ppm azufre (pescadores)	*45 298,18*	*284,92*
Bunker Térmico ICE	*40 329,93*	*253,67*
Bunker Térmico ICE 2	*38 937,40*	*244,91*
Asfalto AC-10	*38 144,37*	*239,92*
Asfalto PG-64-22	*37 529,94*	*236,06*
Keroseno	*45 488,92*	*286,12*
Emulsión asfáltica lenta (RL)	*24 817,98*	*156,10*
Emulsión asfáltica rápida (RR)	*24 787,26*	*155,91*
Diésel pesado o gasóleo	*41 067,15*	*258,31*
Nafta pesada	*41 563,01*	*261,42*

Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Durante el periodo de este estudio, se han identificado algunos factores que explican la disminución de ciertos productos terminados importados por Costa Rica:

- *La OPEP+ informó que sus expectativas de crecimiento en la demanda mundial no se cumplieron y que el aumento de la oferta proyectado generará un exceso de oferta en el mercado. A demás rebajaron su proyección para el próximo año, lo que podría provocar una disminución en los precios al considerarse como un debilitamiento de la demanda.*

2. Margen de operación (MOi,t)

En acatamiento a lo dispuesto en la sección 9.2 inciso a) de la Resolución RE-0024-JD-2022, después de realizar la exclusión de los rubros indicados, se obtienen los resultados que se muestran a continuación y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Facturas,costos, margen". El margen se extrae del último estudio tarifario ordinario vigente resolución RE-0028-IE-2023 (ET-090-2022), por otra parte, el rendimiento sobre la base tarifaria se extrae de la resolución RE-0036-IE-2022 (ET-041-2022).

Cuadro 4.
Cálculo de componentes de margen de operación y rédito sobre base tarifaria

Producto	***MOi,t***	***RSBTi***
Gasolina RON 95	*26,73*	*10,97*
Gasolina RON 91	*26,51*	*11,17*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*26,78*	*11,64*
Diésel marino	*26,78*	*11,64*
Keroseno	*25,11*	*10,27*
Bunker	*50,13*	*13,45*
Bunker Térmico ICE	*14,90*	*3,19*
Bunker Térmico ICE 2	*14,90*	*3,19*
IFO 380	*42,09*	*12,72*
Asfalto	*58,86*	*16,20*
Asfalto PG-64-22	*58,86*	*16,20*
Asfalto AC-10	*59,07*	*16,20*
Diésel pesado o gasóleo	*22,88*	*6,07*
Emulsión asfáltica rápida (RR)	*27,01*	*13,78*
Emulsión asfáltica lenta (RL)	*16,56*	*13,78*
LPG (70-30)	*21,96*	*10,56*
LPG (rico en propano)	*22,09*	*10,56*
Av-gas	*52,35*	*30,22*
Jet fuel A-1	*54,13*	*14,07*
Jet fuel A	*54,13*	*14,07*
Nafta pesada	*17,70*	*10,50*

Fuente: Intendencia de Energía, resolución RE-0036-IE-2022 (ET-041-2022)

Con respecto al rendimiento sobre la base tarifaria, en el apartado 4." Variables que se actualizan ordinaria y extraordinariamente" se indica lo siguiente:

4.2 Rendimiento sobre la base tarifaria de RE-0024-JD-2022 se presenta lo siguiente:

Con el fin de propiciar una mayor eficiencia y mayor flexibilidad en el proceso de fijación tarifaria en los precios de los combustibles, sin demérito del cumplimiento del principio de servicio al costo y el criterio de equilibrio financiero estipulados en la Ley 7593, el monto correspondiente al Rendimiento sobre la base tarifaria, calculado según lo establecido en el apartado "Determinación del rendimiento sobre la base tarifaria (RSBTi,t)" de la sección "FIJACIONES ORDINARIAS" se considera como un máximo a reconocer dentro de la estructura de costos por producto que conforma el precio final para cada tipo de combustible.

Recope podrá solicitar en las fijaciones tarifarias ordinarias o extraordinarias que tramite ante la Aresep que se le reconozca un monto menor de Rendimiento sobre la base tarifaria, al determinado por las fórmulas de cálculo para cada producto, tomando en cuenta el uso de los recursos que genera este componente tarifario, el plan de inversiones para cada periodo, el cumplimiento del plan de inversiones y la situación financiera de la empresa.

Para ello, en cada fijación ordinaria o extraordinaria, Recope podrá solicitar que se le reconozca un monto menor al calculado según el procedimiento definido en el apartado "Determinación del rendimiento sobre la base tarifaria (RSBTi,t)" de la sección "FIJACIONES ORDINARIAS" de esta metodología. Para determinar el monto menor a solicitar por RECOPE se debe tomar en cuenta especialmente:

• La ejecución real del plan de inversiones que se planteó en la última fijación tarifaria y los montos de adiciones efectivamente incorporadas a la base tarifaria con respecto a lo planeado.
• Las necesidades reales de flujo de caja que Recope requiera para la ejecución de su plan de inversiones.
• El apalancamiento de su plan de inversiones.
• Las posibilidades de posponer una o varias de las inversiones incorporadas en el plan de inversiones.
• Los recursos generados realmente por el componente de Rendimiento sobre la base tarifaria para el desarrollo en los últimos meses y los que espera generar en el corto y mediano plazo.
• La gestión comercial de la empresa.
• Los volúmenes realmente vendidos por tipo de producto o los que se espera vender en el corto y mediano plazo.
• La situación financiera general de la empresa.
• La eficiencia operativa de Recope en el desarrollo de los proyectos.

La decisión de aplicar al cálculo tarifario un menor componente por concepto de Rendimiento sobre la base tarifaria podrá diferenciarse por tipo de producto, según las justificaciones que se detallaron anteriormente.

En cada fijación ordinaria, RECOPE podrá solicitar se aplique en el cálculo tarifario un rédito menor al determinado en las respectivas fórmulas, justificando su solicitud de acuerdo con los criterios señalados anteriormente. Una vez aprobada esta solicitud por parte de la ARESEP e incorporados estos ajustes en las tarifas respectivas, la decisión aplicará para esa fijación ordinaria y para las fijaciones extraordinarias siguientes, hasta que se dé una nueva fijación ordinaria. De esta forma, el rédito ajustado, se convierte en el nuevo tope el cual se aplicará en todas las siguientes fijaciones extraordinarias.

En cada nueva fijación extraordinaria, RECOPE podrá solicitar que se le reconozca un rédito de desarrollo menor al establecido en la fijación ordinaria. Este rédito menor se aplicará, si así lo aprueba la ARESEP, en la fijación tarifaria en trámite.

De acá se desprende que la metodología permite solicitar un rédito menor para propiciar la disminución en los precios finales, contemplado en las fórmulas de cálculo para cada producto, tomando en cuenta el uso de los recursos que genera este componente tarifario, el plan de inversiones para cada periodo, el cumplimiento del plan de inversiones y la situación financiera de la empresa. Para el presente estudio Recope no solicitó una modificación del rédito.

3. Ventas estimadas

Recope presentó mediante el Sistema de Información Regulatoria (SIR) la última versión del archivo A7_ Ventas estimadas el 13 de diciembre de 2024. El área de Inteligencia de Negocios de la IE realizó una evaluación de esta estimación y como resultado, se concluyó que la metodología utilizada por Recope es bastante robusta, por lo que, para efectos del cálculo de las ventas estimadas, se utilizó el dato proporcionado por Recope.

4. Diferencial de precios ($DA_{i,t}$)

De acuerdo con la metodología vigente, en el Por Tanto I.9.4 "Cálculo del diferencial de precios y liquidación extraordinaria", se indica lo siguiente:

9.4 Cálculo del diferencial de precios y liquidación extraordinaria

A partir de la publicación de esta propuesta en el Diario Oficial La Gaceta, a pesar de que las fijaciones extraordinarias transitoriamente se resuelvan de conformidad con lo establecido en las resoluciones RJD-230-2015 y RJD-070-2016, se suspenderá el cálculo del diferencial de precios para el bimestre siguiente y asumirá un valor de cero, una vez que finalice el plazo de vigencia establecido en la última fijación extraordinaria, con la metodología anterior. En la resolución del estudio extraordinario de marzo o setiembre, el que corresponda primero, basado en esta propuesta, para el cálculo del diferencial de precios y liquidación extraordinaria se considerarán los meses pendientes de conformidad con lo indicado en la nueva metodología.

Como máximo, a partir de la segunda vez que se calcule el diferencial de precios con esta propuesta, deberán alinearse los periodos de corte y recuperación conforme se dispone.

Según lo establecido en la metodología tarifaria, para el presente mes, no corresponde realizar el cálculo del diferencial de precios, por lo anterior, se mantienen los valores calculados en el último estudio semestral en el que se realizó el cálculo del diferencial y la liquidación extraordinaria, el cual fue tramitado por medio de la resolución RE-0034-IE-2024 contenida en el expediente tarifario ET-021-2024 los cuales se muestran a continuación:

Cuadro 5.
Cálculo de diferencial de precios por litro vigente para cada producto.

PRODUCTO	*Di*
Gasolina RON 95	*2,12*
Gasolina RON 91	*11,20*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*-2,08*
Asfalto	*5,37*
LPG (70-30)	*3,44*
Jet fuel A-1	*4,69*
Jet fuel A	*4,69*
Bunker	*0,57*
Bunker Térmico ICE	*0,00*
Bunker Térmico ICE 2	*1,60*
Av-gas	*-77,55*

Fuente: Intendencia de Energía

5. Liquidación extraordinaria

De acuerdo con la metodología vigente, para el cálculo de la liquidación extraordinaria se debe proceder de la siguiente forma:

> ***"3.7.2.1. Procedimiento para el cálculo de la liquidación extraordinaria.***
>
> *(…)*
>
> *A continuación, se explica el proceso mediante el cual se liquidan extraordinariamente, las siguientes variables:*
>
> - *Asignación del subsidio de combustible y subsidio específico otorgado por el Estado. Para este cálculo se deben determinar las diferencias entre las ventas reales y las ventas estimadas para cada periodo de tiempo señalado supra, según corresponda.*
>
> - *Diferencial de precios anterior y el ajuste por liquidación extraordinaria anterior, pues las diferencias entre las ventas reales y las estimaciones ocasionan que no se logre recuperar tarifariamente el monto respectivo y por tanto, debe volver a liquidarse. Para el cálculo de estas variables se debe utilizar las ventas semestrales estimadas en el último cálculo (marzo o setiembre según corresponda).*
>
> - *Subsidio cruzado por combustible determinando si el subsidio fue mayor o menor al estimado, la diferencia se debe volver a reasignar entre los subsidiadores.*
>
> - *Canon del periodo anterior, debido a que las diferencias entre las ventas estimadas y las reales, ocasionarán que el monto efectivamente percibido sea mayor o menor al monto que debía ser recuperado vía tarifa y por tanto se debe realizar la respectiva liquidación.*
>
> *La fórmula es la siguiente:*

$$ALE_{i,t} = \frac{LASE_{i,t} - LPS_{i,t} + LAL_{i,t}}{VSE_{i,t}} + \frac{LC_{i,t}}{VSE_{i,t}} \ (Ecuación\ 18)$$

> *Donde:*

ALE_{it} = *Ajuste por liquidación extraordinaria del combustible "i", para el ajuste tarifario "t".*

$LASE_{i,t}$ = *Ajuste por liquidación de las variables de asignación del subsidio del combustible "i" y subsidio específico otorgado por el Estado, para el ajuste tarifario "t". (ver ecuación 19).*

$LPS_{i,t}$ = *Asignación del ajuste por liquidación del subsidio cruzado del combustible "i", para el estudio extraordinario "t" (ver ecuación 20).*

$LAL_{i,t}$ = *Ajuste por liquidación de las variables del diferencial de precios anterior y ajuste por liquidación extraordinaria anterior, del combustible "i", para el ajuste tarifario "t". (ver ecuación 22).*

$LC_{i,t}$ = *Ajuste por liquidación del canon de regulación, para el combustible "i" en el ajuste tarifario "t" (ver ecuación 23).*

$VSE_{i,t}$ = *Ventas estimadas para los próximos 6 meses en litros, para el combustible "i" en el ajuste tarifario "t". Para el caso de la liquidación del canon de regulación esta variable debe leerse de la siguiente manera: Ventas totales estimadas para los próximos 12 meses en litros, para el combustible "i" en el ajuste tarifario "t".*
Si para algún "i" $VSE_{i,t}$= 0, entonces el cociente será igual a cero.

t = *Subíndice que representa cada fijación tarifaria.*

i = *Tipos de combustibles*

Para el cálculo del ajuste que se genera al utilizar ventas estimadas para distribuir el aporte del subsidio entre los productos subsidiadores y aplicación del subsidio específico otorgado por el Estado, la fórmula de ajuste por liquidación es la siguiente:

$LASE_{i,t} = \sum_{n=pb}^{cb}\left[\left(VTR_{i,n} - VTE_{i,n}\ \right) * \left(AS_{i,n} - SE_{i,n}\right)\right]$ *(Ecuación 19)*

(…)

En lo que respecta al subsidio cruzado, las diferencias entre las ventas estimadas y reales de los productos subsidiados deben ser trasladados nuevamente a tarifa, por lo cual se debe liquidar el monto total subsidiado y esta diferencia debe reasignarse entre todos los demás productos subsidiadores[1], tal y como sigue:

$$LPS_{i,t} = LVTS_t * \frac{VSES_{i,t}}{\sum VTSE_{i,t}} \text{ (Ecuación 20)}$$

(…)

Por su parte, el valor total del subsidio cruzado $LVTS_t$ se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$LVTS_t = \sum_{n=pb}^{cb} \sum_{i=1}^{I} SC_{i,n} * \left(VTR_{i,n} - VTE_{i,n}\right) \quad (Ecuación\ 21)$$

(…)

Para la liquidación de las variables de diferencial de precios anterior y ajuste de liquidación extraordinaria anterior, la fórmula a utilizar es la siguiente:

$$LAL_{i,t} = \sum_{n=pb}^{cb} \left[\left(VTR_{i,n} - VTES_{i,n}\right) * \left(DA_{i,n} - ALE_{i,n}\right)\right] (Ecuación\ 22)$$

(…)

Para la liquidación del canon de regulación la ecuación de cálculo a emplear será la siguiente:

$$LC_{i,t} = \sum_{b=pm}^{um} \left[\left(VTR_{i,b} - VTE_{i,b}\right) * \left(CA_{i,b}\right)\right] (Ecuación\ 23)"$$

(…).

De este modo, se logra observar que, en el proceso de liquidación se calculan las diferencias entre los valores reales contra los valores estimados, por medio de ecuaciones claramente definidas que permiten determinar los montos que se recuperan en cada componente tarifario y los montos a favor o en contra se vuelven a incluir en tarifa para garantizar su adecuada recuperación.

---

[1] *Para los productos que no son subsidiadores, la variable $LPS_{i,t}$ será igual a cero.*

Según lo establecido en la metodología tarifaria, para el presente mes, no corresponde realizar el cálculo de la liquidación extraordinaria, por lo anterior, se mantienen los valores calculados en el último estudio semestral en el que se realizó el cálculo del diferencial y la liquidación extraordinaria, el cual fue tramitado por medio del expediente tarifario ET-021-2024 los cuales se muestran a continuación:

Cuadro 6.
Cálculo de la liquidación extraordinaria (ALE)
(millones de colones para los datos liquidados, en millones de litros para las ventas estimadas y en colones por litro para el ALE)

PRODUCTO	LASE	LPS	LAL	LC/VSE	VSE	ALE
Gasolina RON 95	149,96	-255,54	26,50	0,00	386,56	1,18
Gasolina RON 91	-160,66	-220,88	5,41	-0,00	334,14	0,16
Gasolina RON 91 (pescadores)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	891,27	-434,50	-382,67	0,00	657,27	1,46
Diésel uso automotriz 50 ppm azufre (pescadores)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diésel marino	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Keroseno	0,82	-1,29	0,00	-0,00	1,95	0,97
Bunker	-0,07	0,16	-38,29	-0,00	45,64	-0,88
Bunker Térmico ICE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bunker Térmico ICE 2	-1,69	0,22	315,82	0,00	64,00	5,23
IFO 380	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Asfalto	-0,83	0,12	-63,16	-0,00	34,67	-1,90
Asfalto PG-64-22	-0,83	0,12	-63,16	-0,00	34,67	-1,90
Asfalto AC-10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diésel pesado o gasóleo	-7,70	-1,71	-1,52	-0,00	2,59	-2,92
Emulsión asfáltica rápida (RR)	-0,09	0,02	-0,08	-0,00	4,66	-0,08
Emulsión asfáltica lenta (RL)	0,04	0,00	-0,06	0,00	0,48	0,12
LPG (70-30)	-0,13	0,83	-25,78	0,00	241,92	-0,09
LPG (rico en propano)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Av-Gas	-2,04	-0,44	4,86	-0,00	0,66	4,86
Jet fuel A-1	-0,50	0,65	206,14	0,00	190,10	1,10
Jet fuel A	-0,50	0,65	206,14	0,00	190,10	1,10
Nafta pesada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Intendencia de Energía

Estos montos pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "ALE".

En estos cálculos, se debe recordar que, para el caso de LASE, un valor negativo indica las ventas reales fueron menores a las estimadas y por tanto se recuperó un monto menor por parte de los subsidiadores, esto

implica que se deben aumentar las tarifas para recuperar el monto faltante. Por el contrario, un valor positivo, indica un monto a favor de los usuarios, el cual debe devolverse por medio de una rebaja.

Para el caso de LAL, un valor positivo indica la existencia de un monto a favor de los usuarios, el cual debe devolverse por medio de una rebaja, pues se recibió un monto menor de diferencial de precios o liquidación extraordinaria de la que efectivamente se debía recibir. Por el contrario, un valor negativo, indica que los usuarios recibieron un monto mayor al que correspondía y por ello se debe aumentar las tarifas para realizar la respectiva recuperación a favor del prestador.

Si el valor de ALE es positivo indica un monto a favor de los usuarios, el cual debe devolverse por medio de una rebaja, y por el contrario un valor negativo indica un monto que se debe reconocer al prestador, el cual debe devolverse sumando o aumentado la tarifa final.

6. Subsidios

6.1. Flota pesquera nacional no deportiva

De acuerdo con la aplicación de la Ley 9134 de Interpretación Auténtica del artículo 45 de la Ley 7384, creación del Instituto Costarricense de Pesca y Acuicultura, y sus reformas, de 16 de marzo de 1994 y del artículo 123 de la Ley de Pesca y Acuicultura 8436 y sus reformas de 1 de marzo de 2005 y lo establecido en la resolución RE-0024-JD-2022, se actualiza en los precios de los combustibles, el subsidio a la flota pesquera, calculado con base en la facturación de compra de los combustibles gasolina RON 91 y diésel, para ello se utilizó los informes de compra más recientes que se encuentren disponibles.

El valor del subsidio se determinó como la suma de todas las diferencias entre lo que está incluido en la tarifa vigente y los costos que la Ley 9134 indica le corresponde pagar a este sector. De tal forma, que se resten esas diferencias a las tarifas vigentes, para obtener el precio final de venta.

De este modo, dado que la Ley 9134 establece que se debe emplear los costos de compra de Recope, y la resolución RE-0024-JD-2022, establece que, para el cálculo del costo de adquisición mostrado en el punto anterior, se deben utilizar precios de compra de Recope, se considera que dicho concepto cumple con lo requerido en la citada Ley respecto a los costos de compra.

Además, es importante aclarar que, dentro del costo de adquisición, también se estarían contemplando los rubros asociados al flete hasta el puerto de destino en Costa Rica y los seguros correspondientes al combustible, como parte del costo de compra que se deben sufragar para adquirir el producto.

En tal sentido, lo que corresponde es eliminar del margen de operación los rubros que según la Ley 9134, no deberían incorporarse en el monto a pagar por parte de la flota pesquera nacional no deportiva.

De este modo, el precio plantel del diésel y la gasolina RON 91 para venta al sector pesquero nacional no deportivo debe contemplar, únicamente: costos de trasiego, almacenamiento y distribución; éstos de acuerdo con la última información disponible, en este caso, el estudio ordinario en el cual se determinó dichos montos (RE-0048-IE-2019 visible en el ET-024-2019). De conformidad con el método de cálculo del subsidio para pescadores, primero se calcula cada uno de los componentes de costo del margen absoluto de ambos productos - gasolina RON 91 y diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre – determinados en el estudio ordinario de margen de Recope. Se obtiene como resultado los nuevos valores a incorporar al margen ajustado de pescadores, tal y como se puede apreciar en el siguiente cuadro y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Subsidios". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "3. Cálculo Subsidios.xlsx":

Cuadro 7.
Cálculo del margen de Recope a incluir en el precio de la flota pesquera
(colones por litro)

Componente del margen	***Costos incluidos en tarifa***	***Costos a incluir para pescadores***	***Costos incluidos en tarifa***	***Costos a incluir para pescadores***
Pérdidas en tránsito $/bbl	*-0,06*	*0,00*	*0,01*	*0,00*
Costos de trasiego almacenamiento y distribución	*9,16*	*9,16*	*9,38*	*9,38*
Costos de gerencias de apoyo	*9,02*	*0,00*	*9,02*	*0,00*
Inventario de Seguridad en producto terminado	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*
Inversión (depreciación)	*7,36*	*0,00*	*7,35*	*0,00*
Costos por demoras en embarques	*0,74*	*0,00*	*0,74*	*0,00*
Transferencias	*0,28*	*0,00*	*0,28*	*0,00*
Total	*26,51*	*9,16*	*26,78*	*9,38*

Fuente: Intendencia de Energía

Así las cosas, las tarifas propuestas de gasolina RON 91 incluirían un margen de operación de ₡26,51 por litro, mientras que el cargo por margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ₡ 9,16 por litro, generando una diferencia de ₡-17,35 por litro.

Para el caso del diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre, las tarifas propuestas incluirían un margen de operación de ₡26,78 por litro, mientras que el margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ₡9,38 por litro, generando una diferencia de ₡-17,40 por litro.

Una vez obtenido el monto del subsidio para pescadores por litro de gasolina RON 91 y diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre, éste se multiplica por las ventas estimadas de esos productos para enero de 2025, con el fin de determinar el monto total a subsidiar, tal y como se muestra a continuación:

Cuadro 8.
Cálculo del subsidio por litro a incluir en el precio de la flota pesquera y el monto del subsidio total.

Producto	***Costos incluidos en tarifa***	***Costos a incluir para pescadores***	***Monto del subsidio por litro a trasladar***	***Ventas proyectadas mes posterior en litros***	***Valor subsidio Pescadores***
Gasolina RON 91 (pescadores)	*26,51*	*9,16*	*-17,35*	*803 679*	*-* *13 942 867*
Diésel uso automotriz 50 ppm azufre (pescadores)	*26,78*	*9,38*	*-17,40*	*1 806 728*	*-* *31 436 807*
Total del subsidio					***-45 379 674***

Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Tal y como se muestra en el cuadro anterior se obtiene como resultado que el monto total a subsidiar en diciembre de 2024 es de ₡-13 942 867 para la gasolina RON 91 para pescadores. Por otra parte, para el caso del diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre de pescadores un monto correspondiente a ₡-31 436 807 en dicho mes.

El subsidio total a pescadores asciende a ₡ 45 379 673,94 a trasladar en el próximo mes. Una vez obtenido este monto se distribuye proporcionalmente, según las ventas estimadas para dicho mes de todos los demás productos que expende Recope, de este modo, con base en las ventas estimadas para los productos subsidiadores, se determina la proporción que cada producto debe aportar. Para obtener el monto respectivo para cada producto, se multiplica el monto total del subsidio, por la participación relativa y para determinar el monto por litro que debe aportar cada producto, se debe dividir dicho monto entre la cantidad de litros estimados.

A continuación, se muestra el porcentaje asignado a cada producto y el monto por litro correspondiente y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Subsidios". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "3. Cálculo Subsidios.xlsx":

Cuadro 9.
Cálculo de la asignación del subsidio por producto

Producto	Ventas proyectadas mes posterior en litros	Participación relativa	Subsidio ₡/litro
Gasolina RON 95	63 564 313,00	19,32%	0,14
Gasolina RON 91	51 007 977,00	15,50%	0,14
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	108 279 197,00	32,91%	0,14
Jet fuel A-1	-	0,00%	-
Jet fuel A	33 958 378,00	10,32%	0,14
LPG (70-30)	40 378 507,00	12,27%	0,14
LPG (rico en propano)	-	0,00%	-
Asfalto	6 351 626,00	1,93%	0,14
Asfalto PG-64-22	-	0,00%	-
Asfalto AC-10	-	0,00%	-
Diésel marino	-	0,00%	-
Keroseno	341 995,00	0,10%	0,14
Bunker	7 711 445,00	2,34%	0,14
IFO 380	-	0,00%	-
Av-Gas	119 760,00	0,04%	0,14
Bunker Térmico ICE	-	0,00%	-
Bunker Térmico ICE 2	16 000 000,00	4,86%	0,14
Emulsión asfáltica lenta (RL)	119 240,00	0,04%	0,14
Emulsión asfáltica rápida (RR)	677 714,00	0,21%	0,14
Diésel pesado o gasóleo	482 273,00	0,15%	0,14
Nafta pesada	-	0,00%	-

Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

En materia de subsidios, es necesario destacar que para los productos que no se disponga de una estimación de ventas, el monto del subsidio a aplicar será de cero.

6.2. Política sectorial

La Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593 del 9 de agosto de 1996, establece en el párrafo segundo del artículo 1 lo siguiente:

> *“Artículo 1 Transformación*
>
> *Transfórmase el Servicio Nacional de Electricidad en una institución autónoma, denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en adelante y para los efectos de esta Ley llamada Autoridad Reguladora. La Autoridad Reguladora tendrá personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa. Se regirá por las disposiciones establecidas en esta Ley, sus Reglamentos y las leyes que la complementen.*
>
> *La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo.”*

Conforme a dicho artículo, si bien la Aresep, a la luz del artículo 188 de la Constitución Política, goza de autonomía técnica y administrativa, pudiendo no sujetarse a los lineamientos del Poder Ejecutivo; igualmente existe un ámbito de intervención limitado a dicho Poder, a través del Plan Nacional de Desarrollo, y los planes y políticas sectoriales que emita.

Al emitirse alguno de los actos mencionados por parte del Poder Ejecutivo, en principio, la Aresep debe incorporar tales disposiciones como parte de su labor regulatoria, de forma que exista alguna coordinación entre el ejercicio de las funciones de la Aresep a la luz de la Ley N° 7593 (a pesar de su independencia y autonomía) y las disposiciones generales del Poder Ejecutivo que orientan el rumbo del país. Ello, sin perjuicio de la posible discusión por incompatibilidad que eventualmente pudiera existir, entre lo que disponga el Poder Ejecutivo y lo que establece la Ley N° 7593, por el solo hecho de que la entrada en vigor de las disposiciones ejecutivas implica que deben surtir efectos y ser acatadas, hasta que un juez de la República disponga lo contrario.

El acatamiento o aplicación de los planes o políticas sectoriales que emita el Poder Ejecutivo puede tener diversas implicaciones en el ámbito regulatorio, razón por la cual, resulta necesario que estos sean compatibles con lo dispuesto en la Ley N° 7593, así como, con la autonomía y competencias atribuidas a la Aresep.

Partiendo de este escenario, las implicaciones podrían tener impacto en diversas áreas, como la fijación tarifaria, misma que forma parte de las funciones encomendadas a las Intendencias de Regulación, conforme al artículo 17 inciso 1) del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF).

De esta forma la aplicación de una política o plan sectorial, con implicaciones desde una perspectiva tarifaria, le compete a cada Intendencia de Regulación, según corresponda, debiendo acatarla y aplicarla en el ámbito de sus funciones.

De lo anterior esta Intendencia concluye lo siguiente:

1. *La Aresep, goza de autonomía técnica y administrativa, pudiendo no sujetarse a los lineamientos del Poder Ejecutivo; con las limitaciones indicadas en el artículo 1 párrafo 2 de la ley 7593 referente al ámbito de intervención del dicho Poder a través del Plan Nacional de Desarrollo, y a los planes y políticas sectoriales que emita.*

2. *Al emitirse alguno de los actos mencionados en el párrafo segundo del artículo 1 de la Ley 7593, por parte del Poder Ejecutivo, en principio, la Aresep debe incorporar tales disposiciones como parte de su labor regulatoria.*

3. *El acatamiento o aplicación de los planes o políticas sectoriales que emita el Poder Ejecutivo puede tener diversas implicaciones en el ámbito regulatorio, como la fijación tarifaria, misma que forma parte de las funciones encomendadas a las Intendencias de Regulación, conforme al artículo 17 inciso 1) del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF).*

4. *Por lo anterior la aplicación de la presente política o plan sectorial, con implicaciones tarifarias, le compete a la Intendencia de Energía, debiendo acatarla y aplicarla en el ámbito de sus funciones.*

En este contexto esta Intendencia considera necesario la aplicación de la política sectorial prevista en el decreto 43576-MINAE en la presente aplicación la metodología dispuesta en la RE-0024-JD-2022, en los términos que se desarrollarán a continuación:

- ***Decretos Ejecutivos 39437-MINAE, 42352- MINAE y 43576-MINAE***

Mediante el Decreto Ejecutivo 39437-MINAE del 12 de enero de 2016, se oficializó y declaró de interés público la Política Sectorial para los precios de gas licuado de petróleo, búnker, asfalto y emulsión asfáltica. En dicha política, se estableció que "La fijación de precios de venta en plantel sin impuestos para los productos Gas Licuado de Petróleo, Búnker, Asfalto, Emulsión Asfáltica mantiene una relación con respecto al precio internacional similar a la que ha estado vigente en el periodo 2008- 2015 por medio de instrumentos económicos apropiados. Las diferencias que se generen en el precio de venta plantel que fije ARESEP para estos productos, serán trasladadas al precio de venta plantel de los restantes productos que venda RECOPE".

Posteriormente, mediante el Decreto Ejecutivo 42352- MINAE, del 20 de mayo de 2020, publicado en el Alcance Digital 122 a La Gaceta 118 del 22 de mayo de 2020, se reformó la Política Sectorial para los precios de gas licuado de petróleo, búnker, asfalto y emulsión asfáltica, definida en el Decreto Ejecutivo 39437, citado. Así pues, en dicha reforma se dispuso lo siguiente:

> *"Artículo 1°. - Modifíquese el literal 4.1 de la Política sectorial para los precios de Gas Licuado de Petróleo, Búnker, Asfalto y Emulsión Asfáltica, oficializada mediante el Decreto Ejecutivo número 39437-MINAE del 12 de enero de 2016, para que en adelante se lea de la siguiente forma:*
>
> *"4-Modelo de gestión*
>
> *4.1 La fijación de precios de venta en plantel sin impuestos para los productos Gas Licuado de Petróleo, Búnker, Asfalto, Emulsión Asfáltica mantiene una relación con respecto al precio internacional similar a la que ha estado vigente en el periodo 2008-2015 por medio de instrumentos económicos apropiados. Las diferencias que se generen en el precio de venta plantel que fije ARESEP para estos productos, serán trasladadas al precio de venta plantel de los restantes productos que venda RECOPE, salvo el jet fuel".*
>
> *Artículo 2°. - De conformidad con los objetivos y las metas del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, el cual establece como objetivo "garantizar que el precio de los combustibles sea eficiente y coadyuve a la competitividad del país", así como el cumplimiento de los objetivos y metas del Plan nacional de desarrollo turístico de Costa Rica 2017-2021, se fijará el precio de venta del jet fuel."*

Por otra parte, mediante el Decreto Ejecutivo 43576- MINAE, del 3 de junio de 2022, publicado en el Alcance Digital 115, a La Gaceta 106, del 8 de junio de 2022, se reformó la Política Sectorial definida en el Decreto Ejecutivo 39437, citado, con el fin de excluir a los asfaltos y emulsiones asfálticas como beneficios del subsidio correspondiente como se muestra a continuación:

> ***Artículo 1 º.** - Exclúyase a los Asfaltos y Emulsiones Asfálticas del literal V de la Política Sectorial para los precios de Gas Licuado de Petróleo, Búnker, Asfalto y Emulsión Asfáltica, de manera que los asfaltos y emulsiones asfáltica no sean*

beneficiarios en la fijación de precio final, tanto para lo establecido en el lineamiento estratégico, como en la meta y el modelo de gestión de esa política. Por lo que para los precios de Asfalto y Emulsión Asfáltica ya no se deberá mantener una relación con respecto al precio internacional similar a la que ha estado vigente en el periodo 2008-2015.

***Artículo 2°**. - Modifíquese el literal 4.1 de la Política sectorial para los precios de Gas Licuado de Petróleo y de Búnker, oficializada mediante el Decreto Ejecutivo número 39437-MINAE del 12 de enero de 2016, y modificada por el Decreto Ejecutivo N.º 42352-MINAE del 20 de mayo del 2020, de manera que se excluya al asfalto y las emulsiones asfáltica como parte de los productos generadores del beneficio que requieran la fijación del precio final, para que en adelante se lea de la siguiente forma:*

"4-Modelo de gestión

4.1 La fijación de precios de venta en plantel sin impuestos para los productos Gas Licuado de Petróleo y Búnker, mantiene una relación con respecto al precio internacional similar a la que ha estado vigente en el periodo 2008-2015 por medio de instrumentos económicos apropiados. Las diferencias que se generen en el precio de venta plantel que fije ARESEP para estos productos, ¡serán trasladadas al precio de venta plantel de los restantes productos que venda RECOPE, excepto para el Jet fuel, el asfalto y las emulsiones asfálticas".

***Artículo 3°**. - El presente Decreto Ejecutivo rige a partir de su publicación.*

En concordancia con lo anterior, corresponde en el presente estudio tarifario aplicar estos tres Decretos Ejecutivos. En línea con lo anteriormente mencionado, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo 39437-MINAE y sus reformas establecidas en los Decretos Ejecutivos 42352- MINAE y 43576-MINAE, que determinó el porcentaje promedio que representaba el precio internacional FOB con respecto al precio plantel para el periodo comprendido entre 2008-2015. Al respecto, se advierte que la Autoridad Reguladora no es competente para modificar los términos y criterios que sustentan esta política pública establecida por el Poder Ejecutivo.

Tal y como se desprende del Decreto Ejecutivo 43576-MINAE, anteriormente citado, se debe excluir de los productos beneficiarios a los asfaltos y a las emulsiones asfálticas.

Ahora bien, producto del cambio en la metodología tarifaria, en la cual se dejó de utilizar los precios FOB, se solicitó a Recope como parte del informe de compras, incorporar también los valores FOB asociados a dichas compras. Con esta variable, es posible determinar el precio FOB respectivo, a fin de poder calcular el subsidio y de esta manera mantener lo dispuesto por el Poder Ejecutivo.

De este modo, debido a que en este estudio tarifario se actualiza los datos de precio FOB y precio en terminales de venta para los productos que poseen datos de compra, es necesario a partir de estos resultados, determinar el precio en terminales de venta, que permite mantener la relación con respecto al precio internacional similar a la vigente en el período 2008-2015 que indica la Política Sectorial dictada mediante el Decreto Ejecutivo 39437-MINAE. Este precio se determinará como el cociente entre el Precio FOB obtenido entre el porcentaje promedio del periodo 2008-2015, de modo análogo a como se ha realizado en fijaciones previas.

Así las cosas, el subsidio es el resultado de la diferencia entre el precio subsidiado (el cual permite mantener la relación antes mencionada) y el precio en terminales de venta estimado sin subsidio, a continuación, se muestran los resultados respectivos y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Subsidios". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "3. Cálculo Subsidios.xlsx":

Cuadro 10.
Porcentaje promedio del Prij sobre el precio plantel, 2008-2015

Producto	*Porcentaje promedio Pri en PPCi 2008-2015*	*Ventas proyectadas mes posterior en litros*	*Precio FOB estimado ₡/litro*	*Precio terminal sin subsidio**	*Precio terminal subsidiado**	*Subsidio*	*Valor total del subsidio (millones)*
Bunker	*85,97%*	*7 711 445,00*	*219,58*	*303,88*	*255,41*	*- 48,47*	*- 373 757 239,56*
Bunker Térmico ICE	*84,88%*	*-*	*239,01*	*272,43*	*281,59*	*9,15*	*-*
Bunker Térmico ICE 2	*84,88%*	*16 000 000,00*	*201,17*	*260,18*	*237,00*	*- 23,18*	*- 370 887 047,66*
LPG (70-30)	*86,22%*	*40 378 507,00*	*108,56*	*184,20*	*125,91*	*- 58,29*	*- 2 353 528 037,28*
LPG (rico en propano)	*89,17%*	*-*	*222,82*	*283,80*	*249,87*	*- 33,93*	*-*
Total del subsidio							***-3 098 172 324,50***

**Este precio no incluye impuestos*
Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Es importante mencionar que, para el desarrollo de este cálculo, esta Intendencia siguió los pasos necesarios con el fin de homologar una relación de precios que estuvo construida para un periodo en el cual el precio internacional, estaba estimado en términos FOB. De tal forma que, con la información disponible, se logró realizar los cálculos requeridos para mantener la misma lógica que sustenta la política pública que, como se indicó, no puede ser modificada por la Autoridad Reguladora.

La metodología vigente plantea el uso de costo de adquisición de las compras de Recope, y deja de lado los precios FOB de referencia internacional que se utilizaban en la metodología anterior. Por otro lado, el Decreto Ejecutivo 39437-MINAE planteaba una relación asociada al periodo 2008-2015, donde los mercados de los hidrocarburos tenían un comportamiento muy distinto a lo que sucede en fechas recientes. En este punto se advierte la necesidad de que el MINAE como ente rector promueva una actualización y mejora del decreto vigente tomando en consideración entre otras cosas, los cambios en la composición del mercado, avances tecnológicos y acuerdos del país en el marco del plan de descarbonización de la economía.

El resultado final se obtuvo multiplicando el valor del subsidio para cada producto por las ventas estimadas para enero de 2024, el monto total a subsidiar asciende a ₡3 098 172 324,50 los cuales deberán dividirse entre los diferentes productos subsidiadores. De acuerdo con la política sectorial y la metodología vigente, este monto debe ser distribuido entre los demás productos no subsidiados (excepto el jet fuel, los asfaltos y emulsiones asfálticas según lo establecido en los Decretos Ejecutivos 42352- MINAE y 43576-MINAE), proporcionalmente a las ventas estimadas para diciembre 2023.

Los resultados se muestran a continuación y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Subsidios". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "3. Cálculo Subsidios.xlsx":

Cuadro 11.
Cálculo de la asignación del subsidio según la política sectorial

Producto	***Ventas proyectadas mes posterior en litros***	***Participación relativa***	***Asignación del subsidio (₡/L)***
Gasolina RON 95	*63 564 313,00*	*28,40%*	*13,84*
Gasolina RON 91	*51 007 977,00*	*22,79%*	*13,84*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*108 279 197,00*	*48,38%*	*13,84*
Diésel marino	*0,00*	*0,00%*	*-*
Keroseno	*341 995,00*	*0,15%*	*13,84*
IFO 380	*0,00*	*0,00%*	*-*
Diésel pesado o gasóleo	*482 273,00*	*0,22%*	*13,84*
Av-Gas	*119 760,00*	*0,05%*	*13,84*
Nafta pesada	*0,00*	*0,00%*	*-*

Fuente: Intendencia de Energía

En esta fijación tarifaria no se incorporó ningún subsidio al Asfalto AC-10, de conformidad con lo señalado en la resolución RE-0085-IE-2019 (ET-069-2019), que resolvió el recurso de revocatoria contra la resolución RE-0070-IE-2019 (ET-069-2019), que entre otras cosas analizó el argumento referido al subsidio del Asfalto AC-10.

7. Canon

De conformidad con la metodología vigente, el canon de regulación de la actividad de suministro del combustible $Ca_{i,a}$ *que se debe incorporar a los precios de los combustibles […] se refiere al canon de regulación vigente de las actividades de suministro de combustibles en el territorio nacional expresado en colones por litro, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República. Este canon será ajustado de manera extraordinaria, según se indica en el apartado 6. […]*

[…] Este factor se actualizará cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado por Aresep, se incluirá en la última fijación extraordinaria de cada año. […]

En el Alcance 195 a la Gaceta 227 del 03 de diciembre de 2024, por medio de la resolución RE-0649-RG-2024 del 27 de noviembre de 2024, se publicaron los cánones 2025, aprobados por la Contraloría General de la República mediante el oficio DFOE-SOS-0434 del 31 de julio de 2024.

El canon aprobado asciende a ₡2 532 499 711 anuales, las ventas estimadas del 2025 fueron proyectadas por Recope y entregadas a la Aresep el 20 de diciembre mediante correo electrónico, las cuales se estiman en 23 537 128 barriles, lo que equivale a 3 742 104 430,47 litros. La distribución se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 12.
Cálculo del canon 2024

Producto	***Canon (¢/L)***
Gasolina RON 95	*0,68*
Gasolina RON 91	*0,68*
Gasolina RON 91 (pescadores)	*0,00*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*0,68*
Diésel uso automotriz 50 ppm azufre (pescadores)	*0,00*
Diésel marino	*0,68*
Keroseno	*0,68*
Bunker	*0,68*
Bunker Térmico ICE	*0,68*
Bunker Térmico ICE 2	*0,68*
IFO 380	*0,68*
Asfalto	*0,68*
Asfalto PG-64-22	*0,68*
Asfalto AC-10	*0,68*
Diésel pesado o gasóleo	*0,68*
Emulsión asfáltica rápida (RR)	*0,68*
Emulsión asfáltica lenta (RL)	*0,68*
LPG (70-30)	*0,68*
LPG (rico en propano)	*0,68*
Av-Gas	*0,68*
Jet fuel A-1	*0,68*
Jet fuel A	*0,68*
Nafta pesada	*0,68*

Fuente: Intendencia de Energía.

8. Precios en terminales plantel sin impuestos

El siguiente cuadro muestra el resumen de las variables que componen los precios en plantel de distribución de Recope sin impuesto:

Cuadro 13.

Precio en terminales sin impuesto por producto según cada componente

(₡ / litro)

Producto	COA	Margen de operación de Recope	Diferencial de precio	ALE	ALO	Canon de reg.	Pescadores		Decreto Ejecutivo 43576-MINAE		Decreto Ejecutivo 43575-MINAE		Rendimiento sobre base tarifaria	Precio Plantel (sin impuesto)
							Subsidio cruzado	Asignación del subsidio	Subsidio cruzado	Asignación del subsidio	Subsidio cruzado	Asignación del subsidio		
Gasolina RON 95	269,53	26,73	2,12	- 1,18	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	10,97	322,83
Gasolina RON 91	253,32	26,51	11,20	- 0,16	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	11,17	316,70
Gasolina RON 91 (pescadores)	253,32	26,51	-	-	-	-	- 17,35	-	-	-	-	-	-	262,48
Diésel para uso automotriz de 50	284,92	26,78	- 2,08	- 1,46	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	11,64	334,46
Diésel uso automotriz 50 ppm az	284,92	26,78	-	-	-	-	- 17,40	-	-	-	-	-	-	294,30
Diésel marino	859,39	26,78	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	11,64	898,48
Keroseno	286,12	25,11	-	- 0,97	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	10,27	335,18
Bunker	238,03	50,13	0,57	0,88	-	0,68	-	0,14	- 48,47	-	-	-	13,45	255,41
Bunker Térmico ICE	253,67	14,90	-	-	-	0,68	-	-	9,15	-	-	-	3,19	281,59
Bunker Térmico ICE 2	244,91	14,90	1,60	- 5,23	-	0,68	-	0,14	- 23,18	-	-	-	3,19	237,00
IFO 380	520,10	42,09	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	12,72	575,59
Asfalto	240,15	58,86	5,37	1,90	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	16,20	323,31
Asfalto PG-64-22	236,06	58,86	5,37	1,90	-	0,68	-	-	-	-	-	-	16,20	319,07
Asfalto AC-10	239,92	59,07	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	16,20	315,87
Diésel pesado o gasóleo	258,31	22,88	-	2,92	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	6,07	304,83
Emulsión asfáltica rápida (RR)	155,91	27,01	-	0,08	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	13,78	197,59
Emulsión asfáltica lenta (RL)	156,10	16,56	-	- 0,12	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	13,78	187,14
LPG (70-30)	147,34	21,96	3,44	0,09	-	0,68	-	0,14	- 58,29	-	-	-	10,56	125,91
LPG (rico en propano)	250,48	22,09	-	-	-	0,68	-	-	- 33,93	-	-	-	10,56	249,87
Av-Gas	535,83	52,35	- 77,55	- 4,86	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	30,22	550,64
Jet fuel A-1	286,12	54,13	4,69	- 1,10	-	0,68	-	-	-	-	-	-	14,07	358,59
Jet fuel A	290,35	54,13	4,69	- 1,10	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	14,07	362,97
Nafta pesada	261,42	17,70	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	10,50	290,30

Fuente: Intendencia de Energía con datos reportados por RECOPE.

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Es importante mencionar que los precios indicados en el cuadro anterior corresponden a un insumo para determinar el precio final con impuesto tal y como se presentará en las secciones siguientes.

En función de lo anterior, para los productos cuyo precio se determinará por masa, en la sección 10 del presente informe se realizará la conversión correspondiente a partir de las densidades de referencia para obtener el precio por kilogramo con impuesto en terminales de distribución.

9. Impuesto único

De acuerdo con el Decreto Ejecutivo 44723-H del 21 de octubre de 2024, publicado en el Alcance 177 la Gaceta N°203 del 31 de octubre de 2024, mediante el cual el Ministerio de Hacienda, actualizó el impuesto único a los combustibles y lo establecido en la Ley 10110, publicada en el Alcance 1 a La Gaceta 2 del 6 de enero de 2022, que reformó el artículo 1 de la Ley 8114 de Simplificación y eficiencia tributaria, se muestra el dato del impuesto vigente, según el siguiente:

Cuadro 14.
Impuesto único a los combustibles
(colones por litro)

Producto	***Impuesto en colones por litro***
Gasolina RON 95	*272,25*
Gasolina RON 91	*260,25*
Gasolina RON 91 (pescadores)	*0,00*
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	*154,00*
Diésel uso automotriz 50 ppm azufre (pescadores)	*0,00*
Diésel marino	*154,00*
Keroseno	*74,25*
Bunker	*25,25*
Bunker Térmico ICE	*25,25*
Bunker Térmico ICE 2	*25,25*
IFO 380	*0,00*
Asfalto	*52,75*
Asfalto PG-64-22	*52,75*
Asfalto AC-10	*52,75*
Diésel pesado o gasóleo	*51,00*
Emulsión asfáltica rápida (RR)	*40,00*
Emulsión asfáltica lenta (RL)	*40,00*
LPG (70-30)	*24,00*
LPG (rico en propano)	*24,00*
Av-Gas	*260,25*
Jet fuel A-1	*156,00*
Jet fuel A	*156,00*
Nafta pesada	*37,75*

Fuente: Intendencia de Energía.
Decreto Ejecutivo 44723-H, publicado en el Alcance 177 La Gaceta N°203 del 21 de octubre de 2024 y Ley 10110.

10. Precio en terminales de ventas para productos vendidos por masa

De conformidad con lo indicado en el transitorio 9.5 "Implementación en el sistema de facturación para los productos que se comercialicen en masa" y el 9.6 "Conversión de los márgenes para los combustibles que se comercialice en masa", establecidos en la resolución RE-0024-JD-2022 y sus reformas, esta intendencia aplicó el precio por masa por primera vez en la resolución RE-0154-IE-2023 del 05 de diciembre de 2023 y rectificada mediante la resolución RE-0157-IE-2023 del 13 de diciembre 2023, publicadas en el Alcance 240 a la Gaceta 226 del 06 de diciembre de 2023 y Alcance 252 a la Gaceta 233 del 15 de diciembre de 2023, respectivamente.

Para esta oportunidad Recope suministró la información actualizada de las densidades a través del Sistema de Información Regulatoria (SIR) el día 15 de enero de 2025, bajo el archivo denominado DRF EEP Dic 2024 v3.

Para determinar el precio por kilogramo con impuesto se debe aplicar la Ecuación 5, la cual plantea lo siguiente:

$$PPCM_{i,t} = (COA_{i,t} + AS_{i,t} - SE_{i,t} - SC_{i,t} + DA_{i,t} - ALE_{i,t} + IU_{i,t} + CA_{i,t} + MO_{i,t} + RSBT_{i,t} - ALO_{i,t}) * \frac{1000}{DRF_{i,t}}$$ *(Ecuación 5)*

Tal y como se muestra en la ecuación anterior, se toma el polinomio por medio del cual se determina el precio en colones por litro para venta en terminales con impuesto y se multiplica por el factor $\frac{1000}{DRF_{i,t}}$*, entendiendo* $DRF_{i,t}$ *como la densidad de referencia.*

Aplicando la ecuación antes mencionada, se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro 15.
Precios plantel Recope por masa
(colones por kg)

Productos	***Precio con impuesto por litro*** [2]	***Densidad de referencia***	***Precio con impuesto por masa***
Búnker [1]	*280,66*	*989,85*	*283,54*
Búnker Térmico ICE [1]	*306,84*	*929,22*	*330,21*
Búnker Térmico ICE 2 [1]	*262,25*	*967,20*	*271,14*
Asfalto [1]	*376,06*	*1 026,13*	*366,48*
Asfalto PG-64-22 [1]	*371,82*	*1 026,50*	*362,22*
Asfalto AC-10 [1]	*368,62*	*1 025,34*	*359,51*
Emulsión asfáltica rápida [1]	*237,59*	*1 005,25*	*236,35*
Emulsión asfáltica lenta [1]	*227,14*	*1 012,13*	*224,42*
LPG (mezcla 70-30)	*149,91*	*532,17*	*281,70*
LPG (rico en propano)	*273,87*	*507,50*	*539,65*

(1) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en RE-0097-IE-2023 del 07 de agosto de 2023 publicada en el Alcance digital 155 a La Gaceta 148 del 16 de agosto de 2023 (ET-016-2023).

(2) Se exceptúa del pago de este impuesto, el producto destinado a abastecer las líneas aéreas y los buques mercantes o de pasajeros en líneas comerciales, todas de servicio internacional; asimismo, el combustible que utiliza la Asociación Cruz Roja Costarricense, así como la flota de pescadores nacionales para la actividad de pesca no deportiva, de conformidad con la Ley N.º 7384, de conformidad con el artículo 1 de la Ley 8114.

11. Banda de precios para los combustibles que vende Recope en puertos y aeropuertos

La fijación del precio plantel de Recope en puertos y aeropuertos está dada por una banda. El rango está limitado por el cálculo de una desviación estándar, tomando como base una serie histórica de costos de adquisición de cada combustible, que se obtendrá del informe de compras suministrado por Recope durante 24 meses anteriores inmediatos al segundo viernes del mes en que se esté presentando la solicitud tarifaria.

A la desviación estándar obtenida se le debe sumar o restar al costo de adquisición -$COA_{i,t}$-, para establecer así su rango de variación. Una vez publicado en La Gaceta, Recope puede ajustar el $COA_{i,t}$ diariamente según la fuente de información utilizada; luego adicionar los restantes factores que componen el precio y así determinar el precio final de los combustibles en puertos y aeropuertos, siempre y cuando este nuevo $COA_{i,t}$ determinado por Recope, no esté fuera de la banda establecida.

Para la determinación de la deviación estándar para el caso del búnker, la metodología en el Por Tanto I.3.4 "Amplitud de las bandas tarifarias en terminales aeropuerto y puertos", establece lo siguiente:

> *"Para el caso del IFO 380, el producto deviene de la mezcla de 90% búnker y 10% diésel pesado (gasóleo), a su vez el diésel pesado se obtiene mediante una mezcla. Siendo que el búnker es el elemento más significativo para obtener IFO 380, para calcular la desviación estándar de este producto, se considera una serie histórica del costo de adquisición del búnker que se obtiene del informe de compras suministrado por Recope. Los insumos considerados corresponderán a las compras de 24 meses anteriores inmediatos a la fecha corte de la fijación extraordinaria que se tramite."*

En el cuadro siguiente se muestran las desviaciones estándar para cada combustible, así como los demás valores que permiten determinar la banda de precio y pueden ser consultados en el libro de Excel denominado "Cuadros.xlsx", en la hoja "Adicionales". Además, se puede consultar el detalle del cálculo en el libro de Excel denominado "6. Cálculo Bandas.xlsx":

Cuadro 16.
Rangos de variación de los precios de venta para IFO-380, AV-GAS y Jet-fuel sin impuestos

Producto	Precio terminal	Desviación estándar	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	*358,59*	*68,72*	*289,87*	*427,31*
Jet fuel A	*362,97*	*68,99*	*293,97*	*431,96*
Av-Gas	*550,64*	*58,48*	*492,16*	*609,13*
IFO 380	*575,59*	*18,32*	*557,27*	*593,91*

Fuente: Intendencia de Energía con datos reportados por RECOPE

Cuadro 17.
Rangos de variación de los precios de venta para IFO-380, AV-GAS y Jet-fuel con impuestos

Producto	Precio terminal	Desviación estándar	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	*514,59*	*68,72*	*445,87*	*583,31*
Jet fuel A	*518,97*	*68,99*	*449,97*	*587,96*
Av-Gas	*810,89*	*58,48*	*752,41*	*869,38*
IFO 380	*575,59*	*18,32*	*557,27*	*593,91*

Fuente: Intendencia de Energía con datos reportados por RECOPE

12. Márgenes de comercialización

Según la resolución RE-0038-IE-2021, publicada en el Alcance Digital N°119 a La Gaceta N°113 del 14 de junio de 2021, el margen de comercialización para estaciones de servicio mixtas y marinas a partir del 14 de junio de 2021 se estableció en ₡56,6810 por litro (ET-012-2021).

El margen de comercialización del distribuidor sin punto fijo de venta -peddler- fue establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996, en un monto de ₡3,746 por litro.

Para los productos que se comercializan por medio de un distribuidor de combustible sin punto fijo al consumidor final y que según lo indicado en sesiones precedentes ahora su unidad de medida es en kilogramos, es necesario realizar la conversión del margen correspondiente; para lo cual se utilizará la ecuación 3 de la metodología vigente, la cual establece lo siguiente:

$$MGK_{i,t,m} = MGL_{i,t,m} * \frac{1000}{DRF_{i,t}} \quad \textit{(Ecuación 3)}$$

Donde:

$MGK_{i,t,m}$ = *Margen de suministro en el segmento "m" de la cadena, para el combustible "i", expresado en colones por kilogramo, en el ajuste tarifario "t".*

$MGL_{i,t,m}$ = *Margen de suministro en el segmento "m" de la cadena, para el combustible "i", expresado en colones por litros, en el ajuste tarifario "t". Estos valores se determinarán por medio de metodologías específicas.*

$DRF_{i,t}$ = *Densidad de referencia del combustible "i" en el ajuste tarifario "t", expresado en kilogramos por metro cúbico (ver ecuación 6).*

i = *Tipo de combustibles.*

t = *Subíndice que representa cada fijación tarifaria.*

m = *Subíndice que representa cada segmento de la cadena para el combustible "i", desde el primer segmento "mp" hasta el último segmento "mf".*

Al aplicar dicha ecuación a los productos que se comercializan sin punto fijo se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro 18.
Margen en masa del distribuidor de combustibles sin punto fijo a consumidor final
(colones por kilogramo)

Producto	***Margen por kg***
Bunker	*3,788*
Asfalto	*3,655*
Asfalto PG-64-22	*3,653*
Asfalto AC-10	*3,657*
Emulsión asfáltica rápida (RR)	*3,730*
Emulsión asfáltica lenta (RL)	*3,705*

Fuente: Aresep con base en el margen vigente y la densidad de referencia estimada.

El flete de productos limpios se fijó en un monto promedio de ₡12,7730 más el impuesto al valor agregado (IVA) por ₡1,66 por litro, para un flete promedio total que asciende a ₡14,4330/litro, mediante la resolución RE-0124-IE-2020, publicada en el Alcance Digital 329 a La Gaceta 294 del 16 de diciembre de 2020 (ET-026-2020).

Para el caso del jet-fuel y el Av-gas, se estableció un margen de comercialización para la estación de servicio -con flete incluido- de ₡17,2654 por litro, mediante la resolución RE-0124-IE-2020, publicada en el Alcance Digital 329 a La Gaceta 294 del 16 de diciembre de 2020 (ET-091-2019).

El flete de productos negros -sucios-, considera la fórmula establecida en resolución RE-0097-IE-2023 del 07 de agosto de 2023 publicada en el Alcance digital 55 a La Gaceta 148 del 16 de agosto de 2023 (ET-016-2023).

Según la resolución RE-0020-IE-2024 del 29 de febrero de 2024, publicada en el Alcance digital 46 a La Gaceta 42 del 06 de marzo de 2024, se fijó el margen para el distribuidor de cilindros de GLP en ₡61,131 por litro y el margen de comercializador de cilindros de GLP, se estableció en ₡70,294 por litro (ET-009-2024).

Según la resolución RE-0158-IE-2023 del 13 de diciembre de 2023, se actualizó el margen de envasado de GLP en ₡59,860 por litro, publicada en el Alcance 252 de la Gaceta 233 del 15 de diciembre de 2023. (ET-078-2023).

De modo similar a como se explicó anteriormente, para el GLP y el GLP rico en propano se debe realizar una conversión del margen, debido a que estos productos se comercializarán en masa, para lo cual se utilizó la ecuación 3 previamente mencionada, de la cual se exponen los resultados obtenidos para dichos márgenes:

Cuadro 19.
Conversión de los márgenes de GLP según el eslabón de la cadena correspondiente
(colones por kilogramo)

Tipo de margen	*Margen por litro*	*Margen por kg*
Margen envasador	*59,860*	*112,482*
Margen distribuidor	*61,131*	*114,870*
Margen Comercializador	*70,294*	*132,088*

Fuente: Aresep con base en el margen vigente y la densidad de referencia estimada.

Cuadro 20.
Conversión de los márgenes de GLP rico en propano según el eslabón de la cadena correspondiente (colones por kilogramo)

Tipo de margen	*Margen por litro*	*Margen por kg*
Margen envasador	*59,860*	*117,951*
Margen distribuidor	*61,131*	*120,455*
Margen Comercializador	*70,294*	*138,510*

Fuente: Aresep con base en el margen vigente y la densidad de referencia estimada.

Según la resolución RE-0080-IE-2024 del 23 de noviembre, la IE actualizó el impuesto único de los combustibles, según el Decreto Ejecutivo 44723-H del 21 de octubre de 2024, publicado en el Alcance N°177 la Gaceta N°203 del 31 de octubre de 2024. La resolución RE-0080-IE-2024 fue publicada en el Alcance 184 a la Gaceta 214 del 14 de noviembre de 2024 (ET-094-2024)

IV. ESTRUCTURA DE PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES EN ESTACIONES DE SERVICIO MIXTAS Y AEROPUERTO.

De acuerdo con lo anterior, se presenta la descomposición del precio de los combustibles en estaciones de servicio, la Intendencia de Energía es consciente de la necesidad de fortalecer las señales tarifarias que transparenten los costos de los servicios públicos en la coyuntura económica que atraviesa el país.

Cuadro 21.
Descomposición del precio en estaciones de servicio en colones

Factores del precio	***Gasolina súper***	***Gasolina plus 91***	***Diesel 50 ppm de azufre***	***Jet A-1 general***	***Av-Gas***	***Keroseno***
COAit	*269,53*	*253,32*	*284,92*	*286,12*	*535,83*	*286,12*
Variables relacionadas con Recope	*38,38*	*38,36*	*39,10*	*68,88*	*83,25*	*36,06*
Impuesto único	*272,25*	*260,25*	*154,00*	*156,00*	*260,25*	*74,25*
Margen de estación de servicio	*56,68*	*56,68*	*56,68*	*0,00*	*0,00*	*56,68*
Flete promedio	*12,77*	*12,77*	*12,77*	*17,27*	*17,27*	*12,77*
Diferencial de precios y liquidación	*0,94*	*11,04*	*-3,53*	*3,60*	*-82,41*	*-0,97*
Subsidio pescadores	*0,14*	*0,14*	*0,14*	*0,00*	*0,14*	*0,14*
Subsidio Política Sectorial	*13,84*	*13,84*	*13,84*	*0,00*	*13,84*	*13,84*
IVA	*1,66*	*1,66*	*1,66*	*0,00*	*0,00*	*1,66*
Precio final	***666***	***648***	***560***	***532***	***828***	***481***

Fuente: Intendencia de Energía

Cuadro 22.
Descomposición porcentual del precio en estaciones de servicio

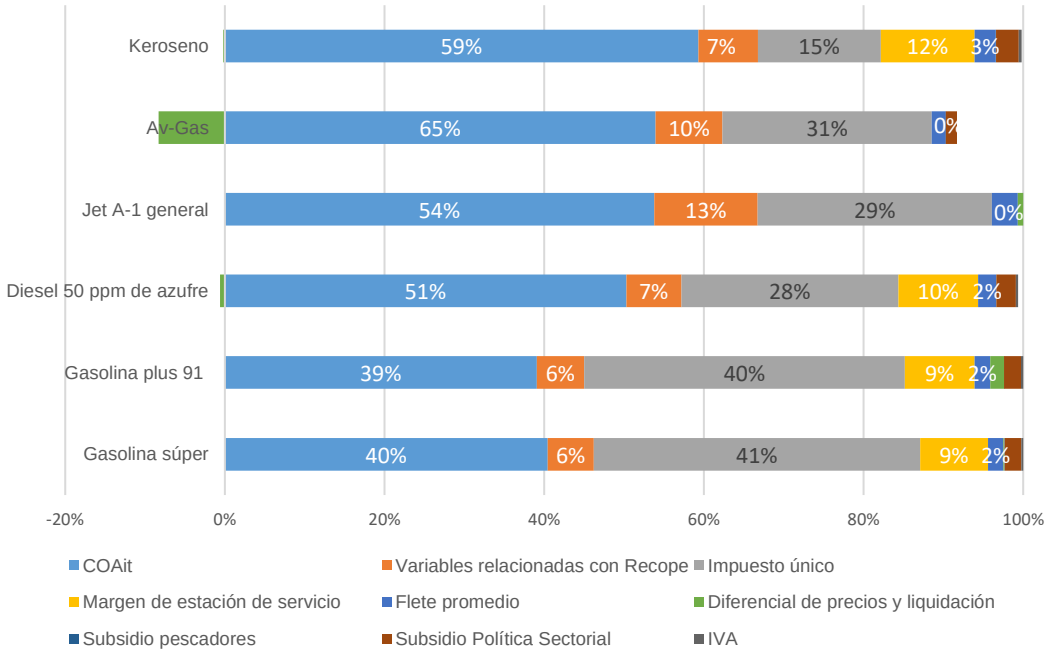
Factores del precio	*Gasolina súper*	*Gasolina plus 91*	*Diesel 50 ppm de azufre*	*Jet A-1 general*	*Av-Gas*	*Keroseno*
COAit	*40%*	*39%*	*51%*	*54%*	*65%*	*59%*
Variables relacionadas con Recope	*6%*	*6%*	*7%*	*13%*	*10%*	*7%*
Impuesto único	*41%*	*40%*	*28%*	*29%*	*31%*	*15%*
Margen de estación de servicio	*9%*	*9%*	*10%*	*0%*	*0%*	*12%*
Flete promedio	*2%*	*2%*	*2%*	*3%*	*2%*	*3%*
Diferencial de precios y liquidación	*0%*	*2%*	*-1%*	*1%*	*-10%*	*0%*
Subsidio pescadores	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*
Subsidio Política Sectorial	*2%*	*2%*	*2%*	*0%*	*2%*	*3%*
IVA	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*
Precio final	***100%***	***100%***	***100%***	***100%***	***100%***	***100%***

Fuente: Intendencia de Energía

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

A continuación, se muestra la composición del precio a nivel porcentual de los combustibles en estaciones de servicio, mostrando el peso del precio internacional, impuesto único, margen de estación de servicio, Recope, entre otros.

Gráfico 1
Composición relativa del precio de los combustibles



Nota: El Jet y el AV- Gas no poseen flete promedio
Fuente: Intendencia de Energía, elaborado con base en la información aportada por Recope.
Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

V. COMPARACIÓN DEL PRECIO EN ESTACIONES DE SERVICIO Y GLP A GRANEL, EN ESTACIONES DE SERVICIO Y CILINDROS DE 25 LIBRAS

La Intendencia de Energía mediante la resolución RE-0083-IE-2024 (ET-098-2024), publicada en el Alcance 199, Gaceta 231 del 09 de diciembre de 2024, fijó las tarifas vigentes para los combustibles que se comercializan en las estaciones de servicio.

En el siguiente cuadro se muestra una comparación entre el precio vigente en las estaciones de servicio con punto fijo de venta y los propuestos en este estudio tarifario.

Cuadro 23.
PRECIOS CONSUMIDOR EN ESTACION DE SERVICIO
-colones por litro-

Productos	Precio sin IVA por transporte		Precio con IVA por transporte		Variación con impuesto	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	Absoluta	Porcentual
Gasolina RON 95 (1)	667,69	664,53	669,00	666,00	-3,00	-0,45%
Gasolina RON 91 (1)	657,87	646,40	660,00	648,00	-12,00	-1,82%
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre (1)	554,61	557,91	556,00	560,00	4,00	0,72%
Keroseno (1)	476,66	478,88	478,00	481,00	3,00	0,63%
Av-Gas (2)	831,44	828,16	831,00	828,00	-3,00	-0,36%
Jet fuel A-1 (2)	531,98	531,86	532,00	532,00	0,00	0,00%
Jet fuel A (2)	624,13	536,24	624,00	536,00	-88,00	-14,10%

(1) El precio de las gasolinas súper y plus 91, diésel y keroseno, incluye un margen de comercialización total de ₡56,6810/litro y flete promedio de ₡12,773/litro. El precio vigente para los combustibles fue aprobado mediante la RE-0070-IE-2021 ET-088-2021.
(2) El precio final para las estaciones aéreas incluye margen de comercialización total (con transporte incluido) de ₡17,265 / litro.
Fuente: Intendencia de Energía, elaborado con base en la información aportada por Recope.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

En el siguiente cuadro se muestra una comparación entre el precio del GLP vigente en las estaciones de servicio con punto fijo de venta y a granel versus los propuestos en este estudio tarifario.

Cuadro 24.
PRECIOS CONSUMIDOR GLP EN ESTACIÓN DE SERVICIO Y A GRANEL
-colones por litro-

(1) Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre de 2023 y ₡52,377/litro para estación de servicio, establecido mediante resolución RE-0038-IE-2021 (ET-012-2021) del 9 de junio de 2021.

(2) Precios máximos de venta.

Producto(1)	Precio Envasador Tanques fijos(2)		Precio en estación (1)		Variación del precio estaciones de servicio	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	Absoluta	Porcentual
LPG mezcla 70-30	215,33	209,77	272	266	-6	-2,21%
LPG rico en propano	333,73	333,73	390	390	0	0,00%

(1) Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre de 2023 y ₡52,377/litro para estación de servicio, establecido mediante resolución RE-0038-IE-2021 (ET-012-2021) del 9 de junio de 2021.

(2) Precios máximos de venta.

En el siguiente cuadro se muestra una comparación entre el precio para el comercializador del cilindro de GLP de 25 libras vigente versus el propuesto en este estudio tarifario.

Cuadro 25.
PRECIOS COMERCIALIZADOR GLP EN CILINDROS DE 25 LIBRAS
(mezcla propano-butano)
-colones -

Producto	Cilindro de 11,34 kg (25 lb)		Variación	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	Absoluta	Porcentual
LPG mezcla 70-30	7 379,00	7 271,00	-108,00	-1%

Fuente: Intendencia de Energía, elaborado con base en la información aportada por Recope.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

VI. CONCLUSIONES

1. *Para la elaboración del presente informe, se utilizó la información aportada por Recope, en el oficio P-0742-2024 del 13 de diciembre de 2024 y la información suministrada en el SIR, que se encontraba disponible al 15 de enero de 2025.*

2. *De conformidad con la resolución RE-0024-JD-2022, en esta fijación extraordinaria de oficio se actualizaron las siguientes variables: 1. costo de adquisición de los productos, 2. Tipo de cambio, 3. Decreto Ejecutivo 42352 – MINAE, y 43576-MINAE, 4. Subsidios.*

3. *Durante el periodo de este estudio, se han identificado algunos factores que explican la disminución de ciertos productos terminados importados por Costa Rica:*

   - *La OPEP+ informó que sus expectativas de crecimiento en la demanda mundial no se cumplieron y que el aumento de la oferta proyectado generará un exceso*
   - *a OPEP ha reducido por quinto mes consecutivo sus previsiones de demanda mundial de petróleo para 2024, estimando un crecimiento de 1,6 millones de barriles diarios, 210.000 menos de lo previamente calculado.*
   - *La EIA elevó ligeramente las previsiones de producción de petróleo en EE. UU. y a nivel mundial. Se espera que la producción estadounidense promedie 13,23 millones de barriles por día (bpd) en 2024, aumentando a 13,53 millones de bpd en 2025. A nivel global, se prevé una producción de 102,6 millones de bpd en 2024, elevándose a 104,7 millones en 2025*
   - *El BCE ha ajustado a la baja sus previsiones de crecimiento económico para la eurozona, influenciado por una menor contribución del sector exterior y la expectativa de precios de la energía más bajos, especialmente del petróleo*

     Por otro lado, los precios de productos como el diésel han aumentado debido principalmente a la demanda estacional, ya que el invierno ha comenzado en muchos países del hemisferio norte. Este incremento se debe al uso del diésel en sistemas de calefacción, lo que ejerce presión al alza sobre los precios.

4. *Los costos de adquisición obtenidos para los principales productos, cuyas fechas abarcan desde el 8 de noviembre de 2024 hasta el 12 de diciembre de 2024 son los siguientes: para el caso de la gasolina RON 95 se obtuvo un valor de ₡ 269,53 por litro, para la gasolina RON 91 fue de ₡ 253,32 por litro, mientras que para el diésel el costo de adquisición obtenido es de ₡ 284,92 por litro. El costo de adquisición del resto de productos se detalló en el informe.*

5. *Durante el periodo de cálculo, el tipo de cambio promedio de venta para el sector público no bancario del colón respecto al dólar (colones CRC/dólares USA), publicado por el Banco Central de Costa Rica, fue de ₡506,46, el cual si se compara con el utilizado en la fijación extraordinaria anterior ₡ 513,61, registró una apreciación de 7,16 colones por dólar. Las apreciaciones favorecen la reducción de precios, mientras que las depreciaciones presionan al alza, debido a que las compras se realizan en dólares.*

6. *En la determinación del subsidio de Política Sectorial (Decreto Ejecutivo 39437-MINAE) para los precios de gas licuado de petróleo, bunker, asfalto y emulsión asfáltica, se da cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 42352 – MINAE por medio cual se elimina el jet-fuel como producto subsidiador, así como al decreto 43576-MINAE por medio se elimina el subsidio establecido al asfalto y la emulsión asfáltica.*

7. *Como resultado de la aplicación de los subsidios, el monto del subsidio total de la flota pesquera nacional no deportiva asciende a ₡ 45,38 millones a trasladar en diciembre de 2024 y en el caso del subsidio relacionado con la Política Sectorial el monto total a subsidiar asciende a ₡ 3 098,17 millones.*

8. *Para este estudio tarifario se presentan las primeras compras del producto Jet fuel tipo A, aprobado como nuevo producto mediante la resolución RE-0005-IE-2024 del 16 de enero de 2024 (ET-096-2023) y entraron al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta mediante Alcance 11 a la Gaceta 13 del 16 enero 2024, estos precios han sido ajustados con las facturas definitivas aportadas por Recope*

9. *Para este estudio tarifario se presentan las primeras compras del Asfalto PG-64-22, aprobado como nuevo producto en la resolución entró en vigor mediante la resolución RE-0041-IE-2024 del 20 de mayo de 2024 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta mediante Alcance 101 a la Gaceta 3, del 30 de mayo 2024, para este periodo de estudio se tienen las primeras compras de este producto.*

10. *En el Alcance 195 a la Gaceta 227 del 03 de diciembre de 2024, por medio de la resolución RE-0649-RG-2024 del 27 de noviembre de 2024, se publicaron los cánones 2025, aprobados por la Contraloría General de la República mediante el oficio DFOE-SOS-0434 del 31 de julio de 2024, este será aplicado por la IE para el cálculo del presente estudio tarifario.*

11. *Las principales cadenas de distribución de los combustibles variarán con respecto a los precios vigentes, como se muestra:*

PRECIOS CONSUMIDOR EN ESTACION DE SERVICIO
-COLONES POR LITRO-

Productos	Precio sin IVA por transporte		Precio con IVA por transporte		Variación con impuesto	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	Absoluta	Porcentual
Gasolina RON 95 (1)	667,69	664,53	669,00	666,00	-3,00	-0,45%
Gasolina RON 91 (1)	657,87	646,40	660,00	648,00	-12,00	-1,82%
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre (1)	554,61	557,91	556,00	560,00	4,00	0,72%
Keroseno (1)	476,66	478,88	478,00	481,00	3,00	0,63%
Av-Gas (2)	831,44	828,16	831,00	828,00	-3,00	-0,36%
Jet fuel A-1 (2)	531,98	531,86	532,00	532,00	0,00	0,00%
Jet fuel A (2)	624,13	536,24	624,00	536,00	-88,00	-14,10%

(1) *El precio de las gasolinas súper y plus 91, diésel y keroseno, incluye un margen de comercialización total de ₡56,6810/litro y flete promedio de ₡12,773/litro. El precio vigente para los combustibles fue aprobado mediante la RE-0070-IE-2021 ET-088-2021.*

(2) *El precio final para las estaciones aéreas incluye margen de comercialización total (con transporte incluido) de ₡17,265 / litro.*

PRECIOS CONSUMIDOR GLP EN ESTACIÓN DE SERVICIO Y A GRANEL
-colones por litro-

Producto(1)	Precio Envasador Tanques fijos(2)		Precio en estación (1)		Variación del precio estaciones de servicio	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	Absoluta	Porcentual
LPG mezcla 70-30	215,33	209,77	272	266	-6	-2,21%
LPG rico en propano	333,73	333,73	390	390	0	0,00%

(1) *Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre de 2023 y ₡52,377/litro para estación de servicio, establecido mediante resolución RE-0038-IE-2021 (ET-012-2021) del 9 de junio de 2021.*

(2) *Precios máximos de venta.*

PRECIOS COMERCIALIZADOR GLP EN CILINDROS DE 25 LIBRAS
(mezcla propano-butano)
-colones -

Producto	Cilindro de 11,34 kg (25 lb)		Variación	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	Absoluta	Porcentual
LPG mezcla 70-30	7 379,00	7 271,00	-108,00	-1%

Fuente: Intendencia de Energía, elaborado con base en la información aportada por Recope.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

[…]

II. Que, en lo que se refiere a la consulta pública, del informe técnico IN-0007-IE-2025 citado, conviene extraer lo siguiente:

[…]

1. *La Consulta 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).*

2. *De acuerdo con el informe IN-0020-DGAU-2025 de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), se informa, que de acuerdo con lo establecido en la publicación de consulta pública y vencido del plazo establecido, se recibió una oposición por parte de Recope.*

    1. ***Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope)***

        Posición: *Refinadora Costarricense de Petróleo Sociedad Anónima, cédula jurídica N° 3-101-007749, representada por la señora Karla Montero Víquez, cédula de identidad N° 1-0948-0363, en su condición de Presidenta con facultades suficientes para la representación Judicial y Extrajudicial.*

        2. ***Observaciones:*** *Presenta escrito N° P-0014-2025 y anexos, vía correo electrónico. (folio 92).*

        3. ***Notificaciones:*** *Al correo electrónico: recopearesep@recope.go.cr*

    Recope presenta una posición dentro del proceso tramitado en el expediente ET-001-2025 y hace las siguientes observaciones visibles a folio 92:

        (…)

        1. ***Incorporación del subsidio a pescadores en el precio del Jet***

            Según lo establecido en el numeral 4.1.2 de la resolución RE-0024-JD-2022 establece el procedimiento de aplicación del subsidio cruzado (SCi,t) para la flota pesquera, según lo normado en la Ley N°9134, donde se hace una asignación del subsidio por producto, considerando las ventas de cada uno de los productos que lo financien.

            En el informe elaborado por el Ente Regulador número IN-0001-IE-2025 (folio 00003-00074 del expediente ET-001-2025), se aprecia que existe una omisión en la asignación del subsidio a la flota pesquera

para producto Jet fuel. Según se aprecia en la imagen del cuadro 9 del informe de cita, se consignan las ventas estimadas de Jet Fuel y la correspondiente participación relativa (columnas 2 y 3); no obstante, se omite el dato de la asignación unitaria al jet fuel (columna 4). Dicha omisión se traslada al cuadro 13 del informe, donde se establece el precio de venta en terminales por producto.

De aprobarse el precio con la omisión indicada, ello tendría un efecto negativo para RECOPE, debido a que una parte del subsidio otorgado a la flota pesquera no sería recuperada financieramente. en el numeral 3.1, ecuación 10 de la metodología tarifaria, aprobada en la resolución RE-0024-JD-2022, para expresar el valor de COABi,t, en colones por barril se utilizará el tipo de cambio, expresado de la siguiente forma:

Cuadro 9.
Cálculo de la asignación del subsidio por producto

Producto	Ventas proyectadas mes posterior en litros	Participación relativa	Subsidio ₡/litro
Gasolina RON 95	63 564 313,00	19,32%	0,14
Gasolina RON 91	51 007 977,00	15,50%	0,14
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	108 279 197,00	32,91%	0,14
Jet fuel A-1	-	0,00%	-
Jet fuel A	33 958 378,00	10,32%	-
LPG (70-30)	40 378 507,00	12,27%	0,14
LPG (rico en propano)	-	0,00%	-
Asfalto	6 351 626,00	1,93%	0,14
Asfalto PG-64-22	-	0,00%	0,14
Asfalto AC-10	-	0,00%	-
Diésel marino	-	0,00%	-
Keroseno	341 995,00	0,10%	0,14
Bunker	7 711 445,00	2,34%	0,14
IFO 380	-	0,00%	-
Av-Gas	119 760,00	0,04%	0,14
Bunker Térmico ICE	-	0,00%	-
Bunker Térmico ICE 2	16 000 000,00	4,86%	0,14
Emulsión asfáltica lenta (RL)	119 240,00	0,04%	0,14
Emulsión asfáltica rápida (RR)	677 714,00	0,21%	0,14
Diésel pesado o gasóleo	482 273,00	0,15%	0,14
Nafta pesada	-	0,00%	-

Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

aresep
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Cuadro 13.
Precio en terminales sin impuesto por producto según cada componente
(₡ / litro)

Producto	COA	Margen de operación de Recope	Diferencial de precio	ALE	ALO	Canon de reg.	Pescadores		Decreto Ejecutivo 43576-MINAE		Decreto Ejecutivo 43575-MINAE		Rendimiento sobre base tarifaria	Precio Plantel (sin impuesto)
							Subsidio cruzado	Asignación del subsidio	Subsidio cruzado	Asignación del subsidio	Subsidio cruzado	Asignación del subsidio		
Gasolina RON 95	269,91	26,73	2,12	- 1,18	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	10,97	323,20
Gasolina RON 91	253,40	26,51	11,20	- 0,16	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	11,17	316,78
Gasolina RON 91 (pescadores)	253,40	26,51	-	-	-	-	- 17,35	-	-	-	-	-	-	262,56
Diésel para uso automotriz de 5(	284,92	26,78	- 2,08	- 1,46	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	11,84	334,46
Diésel uso automotriz 50 ppm az	284,92	26,78	-	-	-	-	- 17,40	-	-	-	-	-	-	294,30
Diésel marino	859,39	26,78	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	11,64	898,48
Keroseno	286,12	25,11	-	- 0,97	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	10,27	335,18
Bunker	238,03	50,13	0,57	0,88	-	0,68	-	0,14	- 48,46	-	-	-	13,45	255,41
Bunker Térmico ICE	253,66	14,90	-	-	-	0,68	-	-	9,16	-	-	-	3,19	281,59
Bunker Térmico ICE 2	244,81	14,90	1,60	- 5,23	-	0,68	-	0,14	- 23,08	-	-	-	3,19	237,00
IFO 380	520,10	42,09	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	12,72	575,59
Asfalto	236,06	58,86	5,37	1,90	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	16,20	319,21
Asfalto PG-64-22	249,99	58,86	5,37	1,90	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	16,20	333,14
Asfalto AC-10	236,27	59,07	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	16,20	312,22
Diésel pesado o gasóleo	258,30	22,88	-	2,92	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	6,07	304,82
Emulsión asfáltica rápida (RR)	153,62	27,01	-	0,08	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	13,78	195,30
Emulsión asfáltica lenta (RL)	153,44	16,56	-	- 0,12	-	0,68	-	0,14	-	-	-	-	13,78	184,47
LPG (70-30)	147,16	21,96	3,44	0,09	-	0,68	-	0,14	- 58,31	-	-	-	10,56	125,71
LPG (rico en propano)	250,48	22,09	-	-	-	0,68	-	-	- 33,93	-	-	-	10,56	249,87
Av-Gas	535,83	52,35	- 77,55	- 4,86	-	0,68	-	0,14	-	13,84	-	-	30,22	550,64
Jet fuel A-1	286,12	54,13	4,69	- 1,10	-	0,68	-	-	-	-	-	-	14,07	358,59
Jet fuel A	290,35	54,13	4,69	- 1,10	-	0,68	-	-	-	-	-	-	14,07	362,83
Nafta pesada	261,65	17,70	-	-	-	0,68	-	-	-	-	-	-	10,50	290,53

Fuente: Intendencia de Energía con datos reportados por RECOPE.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

2. ***Memoria de cálculo Empleada***

(…)

Cabe señalar que según consta en el folio 00075 del expediente ET-001-2025, no se encuentra la memoria de cálculo empelada por el Ente Regulador con el cual determinaron los precios de la consulta y que sirvieron para la elaboración del citado informe.

Respuesta:

1. ***Incorporación del subsidio a pescadores en el precio del Jet***

Originalmente, el subsidio de Jet fuel A se calculaba utilizando los valores asociados al Jet Fuel A-1, un combustible cuya disponibilidad de estimaciones de venta para el siguiente mes no se reporta. Como consecuencia, el sistema utilizado en Excel devolvía un valor de subsidio igual a cero, al no contar con datos estimados para este tipo específico de combustible.

Sin embargo, Jet Fuel A cuenta con estimaciones disponibles y actualizadas, lo que permitió identificar que el cálculo del subsidio debía ajustarse para tomar en cuenta estas estimaciones en lugar de las de Jet Fuel A-1.

Por lo tanto, el subsidio para Jet Fuel A no debería haberse fijado en cero, sino en función de las estimaciones correspondientes. Este cambio subraya la necesidad de implementar una fórmula específica para Jet Fuel A, que no dependa de datos de Jet Fuel A-1 y asegure la precisión y equidad en la asignación de subsidios. Esta modificación responde al objetivo de mantener

la integridad del cálculo y garantizar que los beneficiarios, como los pescadores, no sean afectados por la falta de actualización en los datos relacionados con Jet Fuel A-1.

2. Memoria de cálculo Empleada

Al respecto, se le indica a Recope que lleva razón en este punto, considerando que en efecto se anexaron los cálculos parciales en la carpeta denominada "Para Expediente" en el folio 75 del ET-0001-2025. Por lo tanto, esta intendencia procederá a incorporar los cálculos correspondientes a los archivos: 1. Tipo de Cambio, 2. Determinación del COA, 3. Cálculo de Subsidios, 4. Resultado de fijación extraordinaria, 5. Precio GLP por cilindros, 6. Cálculo de Bandas y 7. Cuadros.

[…]

III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerando precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, entre otras cosas, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, tal y como se dispone:

POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:

I. Fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, según el siguiente detalle:

a. Precios en planteles de abasto:

Precios plantel Recope

(colones por litro)

Productos	Precio sin impuesto	Precio con impuesto (3)
Gasolina RON 95 (1)	322,83	595,08
Gasolina RON 91 (1)	316,70	576,95
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre (1)	334,46	488,46
Diésel marino	898,48	1 052,48
Keroseno (1)	335,18	409,43
Búnker (2)	255,41	280,66
Búnker Térmico ICE (1)	281,59	306,84
Búnker Térmico ICE 2 (1)	237,00	262,25
IFO 380 (2)	575,59	575,59
Diésel pesado o gasoleo (2)	304,83	355,83
Av-Gas (1)	550,64	810,89
Jet fuel A-1 (1)	358,59	514,59
Jet fuel A (1)	362,97	518,97
Nafta Pesada (1)	290,30	328,05

(1) Para efecto del del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante resolución RE-0124-IE-2020 publicada en el Alcance Digital 329 a La Gaceta 294 del 16 de diciembre de 2020 (ET-026-2020).

(2) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en RE-0097-IE-2023 del 07 de agosto de 2023 publicada en el Alcance digital 155 a La Gaceta 148 del 16 de agosto de 2023 (ET-016-2023).

(3) Se exceptúa del pago de este impuesto, el producto destinado a abastecer las líneas aéreas y los buques mercantes o de pasajeros en líneas comerciales, todas de servicio internacional; asimismo, el combustible que utiliza la Asociación Cruz Roja Costarricense, así como la flota de pescadores nacionales para la actividad de pesca no deportiva, de conformidad con la Ley N.º 7384, de conformidad con el artículo 1 de la Ley 8114.

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

b. Precios en planteles de abasto por masa:

Precios plantel Recope por masa
(colones por kg)

Productos	Precio con impuesto por litro (2)	Densidad de referencia	Precio con impuesto por masa
Búnker (1)	280,66	989,85	283,54
Búnker Térmico ICE (1)	306,84	929,22	330,21
Búnker Térmico ICE 2 (1)	262,25	967,20	271,14
Asfalto (1)	376,06	1 026,13	366,48
Asfalto PG-64-22 (1)	371,82	1 026,50	362,22
Asfalto AC-10 (1)	368,62	1 025,34	359,51
Emulsión asfáltica rápida (1)	237,59	1 005,25	236,35
Emulsión asfáltica lenta (1)	227,14	1 012,13	224,42
LPG (mezcla 70-30)	149,91	532,17	281,70
LPG (rico en propano)	273,87	507,50	539,65

(1) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en RE-0097-IE-2023 del 07 de agosto de 2023 publicada en el Alcance digital 155 a La Gaceta 148 del 16 de agosto de 2023 (ET-016-2023).

(2) Se exceptúa del pago de este impuesto, el producto destinado a abastecer las líneas aéreas y los buques mercantes o de pasajeros en líneas comerciales, todas de servicio internacional; asimismo, el combustible que utiliza la Asociación Cruz Roja Costarricense, así como la flota de pescadores nacionales para la actividad de pesca no deportiva, de conformidad con la Ley N.º 7384, de conformidad con el artículo 1 de la Ley 8114.

c. Precios a la flota pesquera nacional no deportiva exonerado del impuesto único a los combustibles:

PRECIOS A LA FLOTA PESQUERA NACIONAL NO DEPORTIVA (1)
-colones por litro-

Producto	Precio Plantel sin impuesto
Gasolina RON 91	262,48
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	294,30

(1) Según lo dispuesto en la Ley 9134 de interpretación Auténtica del artículo 45 de la Ley 7384 de INCOPESCA y la Ley 8114 de Simplificación y Eficiencia Tributarias

d. Precios al consumidor final en estación de servicio con punto fijo*:*

Precios consumidor final en estaciones de servicio
-colones por litro-

Producto	Precio sin IVA/ transporte	IVA por transporte[3]	Precio con IVA/transporte [4]
Gasolina RON 95 [1]	664,53	1,66	666,00
Gasolina RON 91 [1]	646,40	1,66	648,00
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre [1]	557,91	1,66	560,00
Keroseno [1]	478,88	1,66	481,00
Av-Gas [2]	828,16	-	828,00
Jet fuel A-1 [2]	531,86	-	532,00
Jet fuel A [2]	536,24	-	536,00

[1] El precio final contempla un margen de comercialización de ₡56,6810/litro y flete promedio de ₡12,773/litro, el IVA por transporte se muestra en la columna por separado, para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RE-0038-IE-2021 y RE-0124-IE-2020, (ET-012-2021 y ET-026-2020). respectivamente.

[2] El precio final para las estaciones aéreas contempla margen de comercialización total promedio -con transporte incluido de ₡17,265/litro, establecido mediante resolución RE-0124-IE-2020 (ET-026-2020).

[3] Corresponde al 13% de IVA sobre el flete promedio.

[4] Redondeado al colón más próximo.

e. Precios del comercializador sin punto fijo *-consumidor final- por litro:*

Precios del distribuidor de combustibles sin punto fijo
a consumidor final
-colones por litro-

Producto	Precio con impuesto [1]
Gasolina RON 95	598,83
Gasolina RON 91	580,70
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	492,21
Keroseno	413,18
Bunker	284,41
Diésel pesado o gasóleo	359,58
Nafta pesada	331,80

[1] Incluye un margen total de ₡3,746 colones por litro, establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996.

Se excluyen el IFO 380, Gas Licuado del Petróleo, Av-gas y Jet A-1 general de acuerdo con lo dispuesto en Decreto 31502-MINAE-S, publicado en La Gaceta 235 del 5 de diciembre de 2003 y Voto constitucional 2005-02238 del 2 de marzo de 2005.

f. Precios del comercializador sin punto fijo *-consumidor final-* por kilogramo

Precios del distribuidor de combustibles sin punto fijo
al consumidor final
(colones por kilogramo)

Producto	Precio con impuesto (1)
Bunker	287,33
Asfalto	370,14
Asfalto PG-64-22	365,87
Asfalto AC-10	363,16
Emulsión asfáltica rápida (RR)	240,08
Emulsión asfáltica lenta (RL)	228,12

(1) Incluye un margen total de ₡3,746 colones por litro, establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996.

Se excluyen el IFO 380, Gas Licuado del Petróleo, Av-gas y Jet A-1 general de acuerdo con lo dispuesto en Decreto 31502-MINAE-S, publicado en La Gaceta 235 del 5 de diciembre de 2003 y Voto constitucional 2005-02238 del 2 de marzo de 2005.

g. Precios del gas licuado del petróleo –GLP- al consumidor final mezcla 70-30:

Precio de Gas Licuado de Petróleo por tipo de envase y cadena de distribución
-mezcla propano butano-
-en colones por litro y cilindros incluye impuesto único- (1)

Tipos de envase	Precio a facturar por		
	envasador (2)	distribuidor de cilindros (3)	comercializador de cilindros (4)
Tanques fijos *-por litro-*	209,77	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	1 790,00	2 311,00	2 911,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	3 575,00	4 617,00	5 815,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	4 470,00	5 773,00	7 271,00
Cilindro de 15,88 kg (35 lb)	6 260,00	8 084,00	10 181,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	7 150,00	9 234,00	11 630,00
Cilindro de 20,41 kg (45 lb)	8 045,00	10 390,00	13 086,00
Cilindro de 27,22 kg (60 lb)	10 730,00	13 856,00	17 452,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	17 880,00	23 091,00	29 082,00
Estación de servicio mixta *(por litro)* (5)		(*)	266,00

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.
(1) Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta 65 del 2 de abril de 2001.
(2) Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre de 2023.
(3) Incluye el margen de distribuidor de cilindros de GLP de ₡61,131/litro establecido mediante resolución.
(4) Incluye el margen de comercializador de cilindros de GLP de ₡70,294/litro establecido mediante resolución RE-0020-IE-2024 del 29 de febrero de 2024 (ET-009-2024).
(5) Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre de 2023 y 56,681/litro para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RE-0038-IE-2021 del 14 de junio de 2021. (ET-027-2018 y ET-012-2021 respectivamente)
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante *oficio P-0742-2024.*

h. Precios del gas licuado del petróleo –GLP- rico en propano al consumidor final:

Precio de Gas Licuado de Petróleo rico en propano por tipo de envase y cadena de distribución

-en colones por litro y cilindros incluye impuesto único– **(1)**

Tipos de envase	Precio a facturar por		
	envasador (2)	**distribuidor de cilindros (3)**	**comercializador de cilindros (4)**
Tanques fijos -por *litro*-	333,73	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	2 986,00	3 532,00	4 161,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	5 964,00	7 057,00	8 313,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	7 457,00	8 823,00	10 394,00
Cilindro de 15,88 kg (35 lb)	10 443,00	12 356,00	14 555,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	11 929,00	14 114,00	16 627,00
Cilindro de 20,41 kg (45 lb)	13 422,00	15 880,00	18 707,00
Cilindro de 27,22 kg (60 lb)	17 900,00	21 179,00	24 949,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	29 829,00	35 293,00	41 575,00
Estación de servicio mixta-por *litro*- **(5)**		(*)	390,00

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.

(1) Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta 65 del 2 de abril de 2001.

(2) Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre de 2023.

(3) Incluye el margen de distribuidor de cilindros de GLP de ₡61,131/litro establecido mediante resolución RE-0020-IE-2024 del 28 de febrero de 2024 (ET-009-2024).

(4) Incluye el margen de comercializador de cilindros de GLP de ₡70,294/litro establecido mediante resolución RE-0020-IE-2024 del 28 de febrero de 2024 (ET-009-2023).

(5) Incluye el margen de envasador de ₡59,860/litro, establecido mediante resolución RE-0158-IE-2023 (ET-078-2023) del 13 de diciembre y 56,681/litro para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RE-0038-IE-2021 del 14 de junio de 2021. (ET-027-2018 y ET-012-2021 respectivamente).

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante *oficio P-0742-2024.*

i. Para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria:

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1

Producto	₡/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	289,87	427,31
Jet fuel A	293,97	431,96
Av-gas	492,16	609,13
IFO 380	557,27	593,91
Tipo de cambio	*₡506,46*	

Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 con impuesto

Producto	₡/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	445,87	583,31
Jet fuel A	449,97	587,96
Av-gas	752,41	869,38
IFO 380	557,27	593,91
Tipo de cambio	*₡506,46*	

Fuente: Intendencia de Energía
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

II. Indicar como respuesta a la posición interpuesta en la consulta pública lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a la participante por su aporte.

III. Solicitar a los diversos operadores que brindan los servicios públicos relacionados con los precios finales que se determinan en esta resolución que cumplan las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, oportunidad y confiabilidad en el suministro de dichos servicios públicos.

IV. Establecer que esta resolución rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva Nº06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución los anexos del informe técnico IN-0007-IE-2025 del 17 de enero de 2025, 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 presentarse 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.—O.C.Nº 0822024103800021.—Solicitud Nº 566520.—(IN2025919913).

ANEXO 1

Precios al consumidor final en plantel de Recope

-colones por litro-

Productos	Precio sin Impuesto		Precio con Impuesto		Variación con impuesto	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Propuesto	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Con ajuste	Absoluta	Porcentual
Gasolina RON 95 [1]	325,99	322,83	598,24	595,08	-3,17	-0,53%
Gasolina RON 91 [1]	328,17	316,70	588,42	576,95	-11,47	-1,95%
Gasolina RON 91 pescadores[1 y 3]	276,39	262,48	276,39	262,48	-13,91	-5,03%
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	331,16	334,46	485,16	488,46	3,30	0,68%
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre (pescadores)[1 y 3]	293,44	294,30	293,44	294,30	0,86	0,29%
Diésel marino	898,27	898,48	1052,27	1 052,48	0,21	0,02%
Keroseno [1]	332,96	335,18	407,21	409,43	2,23	0,55%
Búnker [2]	278,84	255,41	304,09	280,66	-23,43	-7,71%
Búnker Térmico ICE [2]	295,75	281,59	321,00	306,84	-14,16	-4,41%
Búnker Térmico ICE 2 [2]	284,38	237,00	309,63	262,25	-47,39	-15,30%
IFO 380 [2]	575,38	575,59	575,38	575,59	0,21	0,04%
Diésel pesado [2]	314,12	304,83	365,12	355,83	-9,29	-2,54%
Av-gas [1]	553,92	550,64	814,17	810,89	-3,27	-0,40%
Jet fuel A-1 [1]	358,71	358,59	514,71	514,59	-0,12	-0,02%
Jet fuel A [1]	450,86	362,97	606,86	518,97	-87,89	-14,48%
Nafta pesada [1]	299,84	290,30	337,59	328,05	-9,54	-2,83%

(1) Para efecto del del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante la RE-0124-IE-2020 del 10 de diciembre de 2020. (ET-026-2020).

(2) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en RE-0097-IE-2023 del 07 de agosto de 2023 publicada en el Alcance digital 155 a La Gaceta 148 del 16 de agosto de 2023 (ET-016-2023).

Precios a Flota Pesquera Nacional exentos del impuesto único.

(3) RE-0002-IE-2022 publicada en el Alcance 5 de la Gaceta 8 del 14 de enero de 2022 (ET-008-2022)

ANEXO 2

Precios comercializador sin punto fijo

-colones por litro-

Productos	Precio con Impuesto		Variación con impuesto	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Con ajuste [(1)]	Absoluta	Porcentual
Gasolina RON 95	601,99	598,83	-3,17	-0,53%
Gasolina RON 91	592,17	580,70	-11,47	-1,94%
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	488,91	492,21	3,30	0,67%
Keroseno	410,96	413,18	2,23	0,54%
Bunker	307,84	284,41	-23,43	-7,61%
Diésel pesado o gasóleo	368,87	359,58	-9,29	-2,52%
Nafta pesada	341,34	331,80	-9,54	-2,80%

[(1)] Incluye un margen total de 3,746 colones por litro.

Se excluye el IFO 380, el Gas Licuado del Petróleo, el Av-gas y el Jet A-1 general de acuerdo con lo dispuesto en Decreto 31502-MINAE-S, publicado en La Gaceta 235 de 5 de diciembre de 2003 y voto 2005-02238 del 2 de marzo de 2005 de la Sala Constitucional.

ANEXO 3
DESCUENTO MÀXIMO DE GAS LICUADO DE PETROLEO (MEZCLA 70/30) POR TIPO DE ENVASE Y CADENA DE DISTRIBUCION (incluye impuesto único) (en colones por cilindro)

Tipos de envase		Envasador		Distribuidor		Comercializador	
		Margen Absoluto	Descuento máximo	Margen Absoluto	Descuento máximo	Margen Absoluto	Descuento máximo
Cilindro	4,54 kg -10 libras-	510,67	66,39	521,51	67,80	599,68	77,96
Cilindro	9,07 kg -20 libras-	1 020,21	132,63	1 041,87	135,44	1 198,04	155,75
Cilindro	11,34 kg -25 libras-	1 275,55	165,82	1 302,63	169,34	1 497,88	194,72
Cilindro	15,88 kg -35 libras-	1 786,21	232,21	1 824,14	237,14	2 097,56	272,68
Cilindro	18,14 kg -40 libras-	2 040,42	265,26	2 083,75	270,89	2 396,08	311,49
Cilindro	20,41 kg -45 libras-	2 295,76	298,45	2 344,50	304,79	2 695,92	350,47
Cilindro	27,22 kg -60 libras-	3 061,76	398,03	3 126,77	406,48	3 595,45	467,41
Cilindro	45,36 kg -100 libras-	5 102,18	663,28	5 210,52	677,37	5 991,53	778,90

Anexo 4
Precios al consumidor final en plantel de Recope
-colones por kg-

Productos	Precio con Impuesto		Variación con impuesto	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Con ajuste	Absoluta	Porcentual
Búnker [1]	307,66	283,54	-24,12	-7,84%
Búnker Térmico ICE [1]	345,45	330,21	-15,24	-4,41%
Búnker Térmico ICE 2 [1]	320,03	271,14	-48,89	-15,28%
Asfalto [1]	365,91	366,48	0,58	0,16%
Asfalto PG-64-22 [1]	375,71	362,22	-13,49	-3,59%
Asfalto AC-10 [1]	361,59	359,51	-2,08	-0,58%
Emulsión asfáltica rápida RR [1]	238,12	236,35	-1,76	-0,74%
Emulsión asfáltica lenta RL [1]	224,53	224,42	-0,11	-0,05%
LPG -mezcla 70-30 [2]	291,74	281,70	-10,04	-3,44%
LPG -rico en propano [2]	539,65	539,65	0,00	0,00%

(1) Para efecto del del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante la RE-0124-IE-2020 del 10 de diciembre de 2020. (ET-026-2020).
(2) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en resolución RE-0074-IE-2019 del 15 de octubre de 2019 publicada en el Alcance digital 224 a La Gaceta 197 del 17 de octubre de 2019 (ET-032-2019).
Precios a Flota Pesquera Nacional exentos del impuesto único.
Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante oficio P-0742-2024.

Anexo 5
Precios comercializador sin punto fijo
-colones por kg-

Productos	Precio con Impuesto		Variación con impuesto	
	RE-0083-IE-2024 ET-098-2024	Con ajuste [1]	Absoluta	Porcentual
Bunker	311,45	287,33	-24,12	-7,75%
Asfalto	369,56	370,14	0,58	0,16%
Asfalto PG-64-22	379,36	365,87	-13,49	-3,56%
Asfalto AC-10	365,24	363,16	-2,08	-0,57%
Emulsión asfáltica rápida (RR)	241,85	240,08	-1,77	-0,73%
Emulsión asfáltica lenta (RL)	228,24	228,12	-0,12	-0,05%

[1] Incluye un margen total de 3,746 colones por litro.
Se excluye el IFO 380, el Gas Licuado del Petróleo, el Av-gas y el Jet A-1 general de acuerdo con lo dispuesto en Decreto 31502-MINAE-S, publicado en La Gaceta 235 de 5 de diciembre de 2003 y voto 2005-02238 del 2 de marzo de 2005 de la Sala Constitucional.
**Se incluye el producto Asfalto PG-64-22 aprobado mediante RE-0041-IE-2024 publicada el 30 de mayo en el Alcance 101 a la Gaceta 97.*

Anexo 6
Información enviada por Recope

Anexo 7
Cálculos de la IE

NOTIFICACIONES

JUSTICIA Y PAZ

JUNTA ADMINISTRATIVA DEL REGISTRO NACIONAL

REGISTRO DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL

Resolución acoge cancelación

Ref: 30/2024/90480

FRANCISCO JOSE GUZMAN ORTIZ, en calidad de Apoderado Especial de IICOMBED CO. LTD YU LONG, Cédula de residencia 115600305400	**Documento:** Cancelación por falta de uso fg@fgasociados.co.cr **Nro y fecha:** Anotación/2-166464 de 19/04/2024 **Expediente:** No. 260881 GENTLE MONSTER

REGISTRO DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL, a las 13:42:30 del 21 de noviembre de 2024.

Conoce este Registro, la solicitud de Cancelación por falta de uso promovida por **FRANCISCO JOSÉ GUZMÁN ORTIZ**, mayor, casado, abogado, vecino de San José, Costa Rica, portador de la cédula de identidad 1-0434-0595, en su condición de **Apoderado Especial** de **IICOMBINED CO. LTD**, contra la marca de comercio "**GENTLE MONSTER (** GENTLE MONSTER **)**", Registro No. **260881** inscrita el 31 de marzo de 2017, con fecha de vencimiento 31 de marzo de 2027, para proteger y distinguir "Perfume y crema sábila." clase 3, propiedad de **YU LONG.**

CONSIDERANDO

PRIMERO: SOBRE LAS ALEGACIONES Y PRETENSIONES DE LAS PARTES. Que por memorial recibido el 19 de abril del 2024, **FRANCISCO JOSÉ GUZMÁN ORTIZ**, en su condición de **Apoderado Especial** de **IICOMBINED**, interpone cancelación por falta de uso contra la marca de comercio "**GENTLE MONSTER (** GENTLE MONSTER **)**", Registro No. **260881** inscrita el 31 de marzo de 2017, con fecha de vencimiento 31 de marzo de 2027, para proteger y distinguir "Perfume y crema sábila." clase 3, propiedad de **YU LONG.** (Folio 12 a 18 del expediente digital)

El accionante menciona que el Sr. Yu Long no ha utilizado la marca arriba indicada y parece que no tiene intenciones de hacerlo según se pudo constatar en el mercado nacional. Es de sumo interés para su representada la protección y comercialización en el territorio nacional de la marca GENTLE MONSTER en la clase 3, que no se ha logrado por la existencia de la marca de marras.

Que por auto de las 14:32:24 horas del 30 de mayo del 2024, el Registro de Propiedad Intelectual da traslado de la acción de cancelación al titular del registro **260881**, por el plazo de un mes calendario, a efecto de que se apersone y manifieste lo que considere pertinente. (Folio 32 del expediente digital)

El traslado de la presente acción se notificó mediante correo electrónico al solicitante el 31 de mayo del 2024 y al titular del registro que se busca cancelar mediante correos de Costa Rica el 12 de junio de 2024 (correo devuelto sin notificar); correo electrónico el 19 de julio del 2024; mediante publicación en la Gaceta número 187, 188 y 189 de los días 08, 09 y 10 de octubre del 2024. (folio 34 a 46 del expediente digital).

Que a la fecha de emisión de la presente resolución y vencido el plazo otorgado para ello, la empresa titular del signo no aportó argumentos ni prueba para demostrar el uso real y efectivo del signo objeto de la presente cancelación.

SEGUNDO. Que en el procedimiento no se notan defectos ni omisiones capaces de producir la nulidad de lo actuado, y:

TERCERO: HECHOS PROBADOS: De interés para la presente resolución, se tienen como hechos probados los siguientes:

1.- Que en este registro se encuentra inscrita la marca "**GENTLE MONSTER (** GENTLE MONSTER **)**", Registro No. **260881** inscrita el 31 de marzo de 2017, con fecha de vencimiento 31 de marzo de 2027, para proteger y distinguir "Perfume y crema sábila." clase 3, propiedad de **YU LONG** (Folio 22 del expediente digital)

2- Que en este registro se encuentra en trámite (suspensión de oficio) la solicitud de inscripción de la marca de fábrica y comercio **"GENTLE MONSTER"**, **expediente No.** 2024-3311 presentada el 04 de abril del 2024, la cual busca proteger "Cosméticos; Maquillaje; Preparaciones cosméticas para el cuidado de la piel; Preparaciones cosméticas para el cuidado del cuerpo; Preparaciones de protección solar; Preparaciones desmaquillantes; Tejidos impregnados con preparaciones desmaquillantes; Champús; Preparaciones cosméticas para el cuidado del cabello; Limpiadores para fines de higiene personal íntima, no medicados; Jabones para uso personal; Limpiadores de manos; cremas de manos; Preparaciones para el baño, no para fines médicos; Perfumes; Agua de colonia; Incienso; Aceites para perfumes y aromas; Aromáticos [aceites esenciales]; Difusores de fragancia de aire en forma de palitos; Champús para mascotas [preparaciones de aseo no medicadas]; Preparaciones para perfumar el aire; Aerosoles perfumados para habitaciones; Preparaciones para perfumar la habitación; Aerosoles perfumados refrescantes para telas; aerosoles corporales utilizados como desodorantes y fragancias personales" clase 3, propiedad de **IICOMBINED CO., LTD.** (Folio 24 del expediente digital)

3-Representación y capacidad para actuar: Analizado el Poder Especial aportado por el promovente de las presentes diligencias, se tiene por acreditada la facultad para actuar en este proceso **FRANCISCO JOSÉ GUZMÁN ORTIZ**, mayor, casado, abogado, vecino de San José, Costa Rica, portador de la cédula de identidad 1-0434-0595, en su condición de **Apoderado Especial** de **IICOMBINED CO. LTD.** (Folio 20 del expediente digital).

CUARTO: SOBRE LOS HECHOS NO PROBADOS: No se logró comprobar el uso real y efectivo de la marca **GENTLE MONSTER (** GENTLE MONSTER **)**", Registro No. **260881**.

QUINTO: SOBRE LOS ELEMENTOS DE PRUEBA Y SU ANÁLISIS. Este Registro ha tenido a la vista para resolver las presentes diligencias, únicamente lo manifestado por el accionante.

SEXTO: SOBRE EL FONDO DEL ASUNTO:

En cuanto al Procedimiento de Cancelación.

El Reglamento de la Ley de Marcas y Otros Signos Distintivos, Decreto Ejecutivo N.º 30233-J, establece que una vez admitida a trámite la solicitud de **Cancelación Por Falta De Uso**, se

dará audiencia al titular del distintivo por el plazo de un mes, el cual rige a partir del día siguiente a la notificación de la resolución mediante la cual se le da traslado de la solicitud de cancelación de marca; lo anterior, de conformidad con el artículo 39 en concordancia con el numeral 8 del Reglamento en cita. Analizado el expediente y tomando en cuenta lo anterior, se procede a resolver el fondo del asunto:

El mismo artículo 39 de la Ley supra citada, establece literalmente que cuando la falta de uso afecte solamente a uno o algunos de los productos, servicios o giro comercial para los cuales el signo esté registrado, la cancelación del registro se resolverá en una reducción o limitación de la lista de los productos o servicios comprendidos en el registro y eliminará aquellos respecto de los cuales el signo no se ha usado. Tal supuesto permite que se interponga como en el presente caso una acción de **Cancelación Por Falta De Uso,** contra una marca.

Para la resolución de las presentes diligencias de cancelación por falta de uso es de gran importancia recalcar lo dispuesto por el Tribunal Registral Administrativo en el **Voto No. 333-2007**, de las diez horas treinta minutos del quince de noviembre de dos mil siete, que señala respecto a los artículos 42 de la Ley de Marcas y otros Signos Distintivos lo siguiente:

> *…Como ya se indicó supra, el artículo 39 que específicamente se refiere a la cancelación del registro por falta de uso de la marca, establece que la cancelación de un registro por falta de uso de la marca también puede pedirse como defensa contra: "un pedido de declaración de nulidad de un registro de marca". Pues bien, el artículo 42 que establece que la carga de la prueba del uso de la marca corresponderá a quien alegue la existencia de la nulidad, se refiere específicamente a esa causal, cuya marca desde su origen contiene vicios que contraviene en lo que corresponda los supuestos de los artículos 7 u 8 citados, cuya carga probatoria corresponde a quien alega esa causal.*
>
> *…Por lo anterior, de modo alguno ese precepto normativo puede ser interpretado en el sentido que lo hizo el Registro, ya que cada norma cumple una función, pero desde una integración de ella con el resto del Ordenamiento Jurídico. No es posible para el operador jurídico y en el caso concreto analizar la norma 42, sin haber analizado la 39 que como se estableció, es indicativa de varios supuestos para cancelar el registro de una marca por falta de uso y ese precepto del 42, se refiere solo a uno de ellos, por lo que lleva razón el apelante al decir que: "su solicitud es cancelación por no uso y no nulidad por vicios en el proceso de inscripción." <u>En tal sentido este Tribunal por mayoría, concluye que la carga de la prueba le corresponde en todo momento al titular de la marca.</u>*

Tal y como lo analiza la jurisprudencia indicada, en el caso de las cancelaciones por falta de uso la carga de la prueba corresponde al titular, en este caso **YU LONG,** que por cualquier medio de prueba debe demostrar la utilización de la marca **GENTLE MONSTER (**  **)**", Registro No. **260881**.

Ahora bien, una vez estudiados los argumentos del solicitante de las presentes diligencias y analizadas las actuaciones que constan en el expediente, se tiene por cierto que **IICOMBINED CO. LTD,** demuestra tener legitimación y un interés directo para solicitar la cancelación por falta de uso, con base en la solicitud de inscripción de marca que se presentó bajo el expediente 2024-3311 tal y como consta en la certificación de folio 24 del expediente digital, se desprende que las empresas son competidoras directas.

En cuanto al uso, es importante resaltar que el artículo 40 de la Ley de Marcas y otros Signos Distintivos señala:

> *…Se entiende que una marca registrada se encuentra en uso cuando los productos o servicios que distingue han sido puestos en el comercio con esa marca, en la cantidad y del modo que normalmente corresponde, tomando en cuenta la dimensión del mercado, la naturaleza de los productos o servicios de que se trate y las modalidades bajo las cuales se comercializan. También constituye uso de la marca su empleo en relación con productos destinados a la exportación a partir del territorio nacional o con servicios brindados en el extranjero desde el territorio nacional.*
>
> *…Una marca registrada deberá usarse en el comercio tal como aparece en el registro; sin embargo, el uso de la marca de manera diferente de la forma en que aparece registrada solo en cuanto a detalles o elementos que no son esenciales y no alteran la identidad de la marca, no será motivo para cancelar el registro ni disminuirá la protección que él confiere.*
>
> *…El uso de una marca por parte de un licenciatario u otra persona autorizada para ello será considerado como efectuado por el titular del registro, para todos los efectos relativos al uso de la marca.*

Es decir, el uso debe ser *real*, el signo debe necesariamente ser utilizado en el comercio y los productos o servicios a los que el mismo distingue, deberán encontrarse fácilmente en el mercado, además deben estar disponibles al consumidor; sin embargo, si por causas que no son imputables al titular ésta no puede usarse de la forma establecida no se procederá a la cancelación del registro respectivo.

Visto el expediente se comprueba que el titular del signo no aportó contestación ni prueba, en consecuencia, no demostró a este registro el uso real y efectivo en el mercado costarricense de su marca que expresamente solicita cancelar el accionante. El titular del signo contó con plazo suficiente como para aportar documentos tales como, pero no limitados a, facturas comerciales, documentos contables o certificaciones de auditoría, y no aportarlos incumple los requisitos establecidos por los artículos 39 y 40 de la Ley de Marcas y Otros Signos Distintivos.

En razón de lo anterior, se concluye que dicho titular en su momento oportuno pudo haber aportado la prueba correspondiente para demostrar que respecto a su marca cumple con los requisitos que exige este ordenamiento para que no sea cancelado, siendo el requisito **subjetivo:** que la marca es usada por su titular o persona autorizada para dicho efecto; el requisito **temporal:** que no puede postergarse o interrumpirse su uso por un espacio de 5 años precedentes a la fecha en la que se instauró la acción de cancelación y el requisito **material:** que este uso sea real y efectivo.

El uso de un signo es importante para su titular ya que lo posiciona en el mercado, es de interés para los competidores, porque les permite formar una clientela por medio de la diferenciación de sus productos; para los consumidores, ya que adquieren el producto que realmente desean con solo identificar el signo y para el Estado, pues se facilita el tráfico comercial. Por otra parte, el mantener signos registrados sin un uso real y efectivo constituye un verdadero obstáculo para el comercio ya que restringe el ingreso de nuevos competidores que sí desean utilizar signos idénticos o similares a éstos que no se usan.

SÉPTIMO: SOBRE LO QUE DEBE SER RESUELTO.

Siendo la figura de la cancelación un instrumento que tiene el Registro de la Propiedad Intelectual que brinda una solución al eliminar el registro de aquellos signos que por el no uso (real, efectivo y comprobable) generan obstáculos para el ingreso de nuevos competidores, descongestionando el registro de marcas no utilizadas, aproximando de esta forma la realidad formal (del registro) a la material (del mercado) lo procedente es declarar con lugar la presente acción de **CANCELACIÓN POR NO USO** y cancelar la marca

GENTLE MONSTER ( **)**", Registro No. **260881**, descrita anteriormente.

POR TANTO

Con base en las razones expuestas y citas de la Ley de Marcas y otros Signos Distintivos N.º 7978 y de su Reglamento, **I)** Se tiene como **NO ACREDITADO** el uso real y efectivo de la



marca **GENTLE MONSTER (**  **)**", Registro No. **260881**. **II)** Se declara **CON LUGAR** la solicitud de **CANCELACIÓN POR FALTA DE USO**, interpuesta contra el



registro de la marca **GENTLE MONSTER (**  **)**", Registro No. **260881,** inscrita el 31 de marzo de 2017, con fecha de vencimiento 31 de marzo de 2027, para proteger y distinguir "Perfume y crema sábila." clase 3, propiedad de **YU LONG. III)** Asimismo, de conformidad con el párrafo segundo del artículo 63 de la Ley de Marcas, se tiene como **CADUCA** de pleno derecho cualquier Expresión o señal de publicidad comercial, que publicite exclusivamente la marca cancelada por falta de uso. **IV)** Una vez en firme, **SE ORDENA LA PUBLICACIÓN** de la presente resolución **POR UNA SOLA VEZ** en el Diario Oficial La Gaceta, de conformidad con lo establecido en el artículo 86 de la Ley de Marcas y Otros Signos Distintivos y el 49 de su Reglamento, **A COSTA DEL INTERESADO**. Comuníquese esta resolución a los interesados, a efecto de que promuevan los recursos que consideren oportunos, sea el de revocatoria y/o apelación, en el plazo de **TRES DÍAS HÁBILES** y **CINCO DÍAS HÁBILES**, respectivamente, contados a partir del día siguiente a la notificación de la misma, ante esta Autoridad Administrativa, quien en el caso de interponerse apelación, si está en tiempo, la admitirá y remitirá al Tribunal Registral Administrativo, conforme lo dispone el artículo 26 de la Ley de Procedimientos de Observancia de los Derechos de Propiedad Intelectual, N.º 8039. **NOTIFIQUESE.*************

Adriana Broutín Espinoza, Asesora Legal.—1 vez.—(IN2025918276).

AVISOS

COLEGIO DE LICENCIADOS Y PROFESORES EN LETRAS, FILOSOFÍA, CIENCIAS Y ARTE

Notificación de Morosidad

A las siguientes personas se les comunica que, una vez realizada la gestión administrativa de cobro, tal como lo establece la política **POL-PRO-COB01 GESTIÓN DE COBROS,** y según nuestros registros al **11 de noviembre 2024**, aún se encuentran morosos. Transcurridos **diez días hábiles** contados a partir de la fecha de esta publicación, de no haber cancelado la suma adeudada o firmar un arreglo de pago y aún mantienen una morosidad de **3 cuotas o más,** se procederá con la suspensión de la colegiatura lo anterior en aplicación al **Artículo 54° del Reglamento General del Colegio**, al mismo tiempo se les recuerda que este trámite tiene como consecuencia la inhabilitación para el ejercicio legal de la profesión. Si al momento de la publicación ya realizó el pago respectivo, favor hacer caso omiso a la misma.

Nombre	Cédula
Abarca Amador Hazel María	107040946
Abarca Zúñiga Yeison Guillermo	115460772
Acuña Jara María Yinela	207730470
Acuña Rojas Gustavo	106050008
Acuña Thames Mario Andrés	113580100
Agüero Fallas Luis Rodolfo	105890106
Agüero Rojas Viviana Aracelly	111260518
Agüero Ureña Noemy	106170876
Aguilar Chévez Yolanda	110700443
Aguilar Freyan Franchesca	113780060
Aguilar Obando Elvin	501860948
Aguilar Soto Lucia	116650592
Aguilar Zamora Amanda Lucía	305250826
Alanis Bendaña Santiago	602940928
Alcazar Méndez Javier	105840957
Alemán Gómez Adonis	503910258
Alfaro Araya María Elena	203130549
Alfaro Castegnaro Milena	105730891
Alfaro Castillo Ana Beleida	203400068
Alfaro Cordero Laura Isabel	204330074
Alfaro Mora Sharon Ariana	118110439
Alfaro Navarro María del Rocío	601650147
Alfaro Picado Anthony Rolando	304580362
Alfaro Rojas Sonia	105160305
Alpízar Alfaro Pamela	402240994
Alpízar Castro Rolando Antonio	117180292
Alpízar Matute Yerlin Marcela	702600798

Alpízar Rodríguez Dennis Josué	702350156
Alpízar Rodríguez Rose Mary	203420316
Alpízar Salas Patricia	204980266
Altamirano Barahona Martha Irina	205360948
Alvarado Condega Karen Fabiola	207950976
Alvarado Cruz Rocío	105990941
Alvarado De Lemos Adriana María	110830876
Alvarado Díaz Stephannie	701660609
Alvarado Fernández Daniel	114070751
Alvarado Jiménez Randall Esteban	402340787
Alvarado Montero Luisa Patricia	107050288
Alvarado Sandoval Laura Elena	113720155
Alvarado Villalobos María del Rosario	112510235
Alvarado Villegas María de los Ángeles	700910407
Álvarez Castillo Adriana	113070205
Álvarez Fernández Xiomara	702350586
Álvarez Quesada Kimberly	205650520
Álvarez Rosales Elizabeth	601820357
Amen Funk Francisco	203910911
Ampié Matamoros Jenny María	503160744
Amuy González Anayansi	601780785
Anchía Angulo Lía Mayela	602150791
Anchía Chacón Lisbeth	205980573
Ángulo Aguilar Jocelyn de los Ángeles	117290063
Angulo Alvarado Andrea Isabel	116090891
Angulo Mora Manuel Enrique	114020849
Araya Alfaro Norma Elieth	204080389
Araya Araya Silvia Elena	111270528
Araya Flores Carlos Adrián	702750549
Araya García Kenneth	401860684
Araya Jiménez Tayira	105270932
Araya López Bryner Josué	504330945
Araya Mora Viviana Andrea	304450918
Araya Vásquez Daniela	503840983
Araya Vega Jonathan Antonio	110920239
Arbizú Olivares Nathaly Katarina	115450533
Arburola Carvajal Jéssica	206430266
Arce Acuña Yorleni de los Ángeles	113670707
Arce Aguilar Carlos Luis	204730757
Arce Aguilar Catalina Guiselle	304800258
Arce Castro Juan Luis	205400400
Arce Guzmán María Fernanda	116390259
Arce Hernández Ana Lisbeth	105890295
Arce Jiménez Allen Fernando	203910740

Arce Rodríguez Leonel Eduardo	401250980
Arguedas Ramírez Ligia	401340838
Arias Bonilla Yamileth	107630389
Arias Corrales Eunice del Milagro	207270426
Arias Fallas Angie	112350811
Arias Garro Ingrid Fabiana	116510016
Arias Picado Karol Tatiana	603090567
Arias Rodríguez Génesis Priscilla	702380946
Arrieta Cruz Roger Vinicio	207270258
Arrieta Hernández Luis Diego	304040895
Arroyo Guerra Kattya	800530257
Arroyo Herrera Angélica de los Ángeles	503570938
Artavia Barboza Ana Andrea	110990588
Artola Tercero Marianela	207460296
Azofeifa Castro Jennifer Priscilla	116360734
Azofeifa Guerrero Mario Alexander	115140760
Azofeifa Rodríguez Jeffry	110300017
Badilla Céspedes Luis Andrés	113460040
Badilla Varela Melanie	112810780
Ballestero Alvarado Karina	114370628
Barahona Martínez Ana Maritza	106320163
Barberena González Daniela	116380332
Barboza Chinchilla Maureen	114030216
Barboza Vindas Humberto Emilio	114360903
Barquero Cordero Daniela	115510377
Barquero González Cristian Francisco	206030048
Barrantes Izaba Diana Carolina	603820910
Barrantes Pizarro Hortensia	501930381
Barrantes Salazar Ana Duilia	205290149
Barrelier Barquero Ivonne Annette	105320527
Beita Alpízar Grace Angélica	601710322
Beita Jiménez Anyehri Vanessa	114630237
Benavides Sánchez Brynner Eddy	701670526
Bennett Villiers Ana Ivette	700720030
Bermúdez Ángulo Jeimy Johanna	112960597
Bermúdez Esquivel Karla Juliana	112440508
Bermúdez Fallas Marcela	112860005
Bermúdez Monge María Antonieta	106070049
Beteta Ubao Jacqueline	204760384
Blanca Rojas Rocío	105500161
Blanco Araya Fabiola	109970727
Blanco Mora Anyel Massiel	702640755
Blanco Mora Vilma Mayela	106860376
Blanco Solano Mario Esteban	116510309

Bolaños Barquero Lycette	105920597
Bonilla Flores Luis Ángel	107770728
Bonilla Gómez Paula Michelle	116730859
Bonilla Montero Brenda	205360450
Bonilla Rodríguez María Elena	900490844
Bonilla Vargas Carlos Antonio	109020085
Bran Rojas Mónica María	702130271
Brenes Andrade Alejandra	111690733
Brenes Bonilla Bernardita	302590840
Brenes Gutiérrez Adriana María	113800952
Brenes Prado Yolanda Guiselle	701880368
Brenes Zúñiga William	601250247
Briceño Bustos Carmen María	501900290
Briceño Velásquez Hellen	900810753
Brown Donaldson Gindra Raquel	110020615
Brown Kerr Cynthia Maria	701090549
Bryan González Franklin Augusto	113100181
Bustillos Álvarez Marggie Cristina	112940174
Bustos Sánchez Cristian Elena	205280594
Buzano Loría Karol Vanessa	603800120
Cabrera Hernández Tracy	207290066
Calderón Badilla Carmen Alicia	105500424
Calderón Badilla Joselyn de los Ángeles	116260980
Calderón Chaves Yendry María	304710267
Calderón Coto Rafael Ángel	114440397
Calderón Granados Jessica Paola	113860683
Calderón Jiménez Giselle	105320258
Calderón Porras Glenda Patricia	115290504
Calderón Quirós Kenia	503490052
Calderón Rodríguez Greivin Alonso	205320765
Calvo Cascante María Fernanda	114550508
Calvo Esquivel María Teresa	105670034
Calvo Jiménez Isaac Felipe	303560993
Calvo Masis Karol	303630413
Camacho Carvajal Shirley	205430281
Camacho Hernández Ingrid	503490761
Camacho Quesada Nelson	205640854
Camacho Valverde Onix	900870274
Cambronero Alpízar Hannia Mayela	401180918
Campos Mora Dahianna	113360711
Campos Chavarría Geiner	502970784
Campos Contreras Dixiana	110300894
Campos Hernández Selena María	207550754
Campos Molina Mauricio	110730708

Campos Morales Marta	109930248
Cano Espinoza Valery Yaciel	604370490
Carmona Mesen Jenny	105870032
Carpio Batista Kattia	303810147
Carranza Martinez Marilyn	603370304
Carranza Vega Merian Dayana	702260443
Carrillo Díaz Dineth	502750841
Cartín Redondo Ligia	301930507
Carvajal Barrantes Giovanna	106510287
Carvajal Fernández Wendy María	206860765
Carvajal Robles Kristel Valeria	207380368
Carvajal Zúñiga Carolina	110160094
Cascante Agüero Emanuel Adolfo	115400684
Cascante Jaén Adrián	207020383
Cascante Ortíz Cristhian Iván	116420944
Cascante Pérez Joselyn Lucrecia	116390700
Cascante Segura Roney Eduardo	114710038
Cascante Zambrano Erika Adriana	603850437
Castillo Aguilar Jazmín	303940667
Castillo Alfaro Elizabeth	204130986
Castillo Arce Valeria	116440008
Castillo Barboza Alison Paola	116970211
Castillo Cambronero Blanca Irma	503430368
Castillo Chavarría Vilma	601890535
Castillo Martínez Orlando	110480450
Castillo Mora Karla Priscilla	111260823
Castillo Rojas Shirley	203850934
Castillo Sánchez María Stephanie	208130952
Castro Cedeño Juan Carlos	115010892
Castro Gamboa Ramón Gerardo	113760997
Castro Herrera Jeniffer	115560810
Castro Mora Diego	111250965
Castro Mora María Fernanda	116660807
Castro Salazar Freddy Antonio	115900198
Castro Varela Jocselyn	109160635
Ceciliano Madrigal Johnny	106180795
Cedeño Fernández María Fernanda	117690561
Centeno Gutiérrez Jéssica	603090210
Cerdas García Ingrid Julieta	702330586
Cerdas Quesada Gerardo	601800379
Cerdas Sánchez Diana Lucía	305270600
Céspedes Alvarado Juan Carlos	603320945
Chacón Alvarado Carolina María	114840611
Chacón Castro Ruth María	205480466

Chacón González Lilliana	107640217
Chavarría Monge José Antonio	114970413
Chaverri Alvarado Verónica	206670541
Chaverri Rojas Ana Yancy	109500585
Chaves Barboza Nathaly Paola	117110258
Chaves Barrantes Joselyne de los Ángeles	115380869
Chaves Borbón Yoselyn Denisse	116540784
Chaves Cordero Sharlyn	115190127
Chaves Picado Claudio Alonso	701750349
Chaves Salazar Frank	204720302
Chevez Arce Fiorella Sofía	117360020
Chinchilla Mora Pedro Gustavo	106450343
Chinchilla Venegas Iceling	113040211
Christensen Vásquez Mónica	109870591
Conde Núñez Margarita	105670625
Condega Rodríguez Xavier Andrés	503940002
Contreras Cruz Maritza	105800516
Contreras Grijalba María José	503690276
Contreras Líos Marco Vinicio	109050957
Cordero Aguilar Denise	207220334
Cordero Hurtado Alexander	701590884
Cordero Jara Nelsy	503950470
Cordero Monge María Auxiliadora	117100904
Cordero Obando María Auxiliadora	304450605
Cordero Ríos Rebeca	115810928
Cordero Vargas Jonathan David	113860385
Córdoba Morales Daniela Leticia	115470292
Córdoba Quesada Andrea	109880101
Córdoba Rodríguez Olga	106350456
Córdoba Rojas Kenetth Josué	402260614
Corrales Picado Damaris	105130282
Cortés Gómez Brynel de los Ángeles	604250834
Cruz Castro Yerilin	111890215
Cruz Morgan Sandra	205940249
Cruz Soto Yaritza María	503930786
Cubillo Arias Bernal	113110509
Delgado Jiménez Paola Natalia	112190008
Delgado León Laura Elluany	207210890
Delgado Pérez Reina	601600182
Delgado Víquez Ana Isabel	109940483
Díaz Castro Marlen	105510948
Díaz Corrales Wilker	106430111
Díaz Mora María Fernanda	304080040
Díaz Morera Wendy Marcela	503080113

Duarte Manzanarez Erlyn Dadeibi	155834178412
Durán Castro Marcela	114370123
Durán Fernández Juan Gabriel	111710319
Durán Mora Carlos	105050492
Echandi Montero Daniela	112770086
Echevarría Vela Tomas	800730931
Espinoza Elizondo Jaiber	113090013
Espinoza Ramírez Silvia de los Ángeles	401980858
Espinoza Rojas Diana	111410149
Esquivel Lobo Olga Dayana	207620101
Fallas Blanco Karen Andrina	113290208
Fallas López Ana Yancy	113440151
Fallas Pastor Carlos Luis	105970650
Fallas Porras Marielsi	108980897
Fallas Rivera Yofana Melisa	304690269
Fallas Vargas Rebeca	701370307
Fariñas Guardigli Anderson Elliott	186200959311
Fernández Bonilla Luis Alejandro	117120970
Fernández Carvajal Carolina	402380030
Fernández Gómez Margarita	701940322
Fernández Morales Erick	502420102
Fernández Soto Fernando José	208180943
Figuls Chavarría Silvia María	114400571
Fonseca Campos María Laura	110720380
Fonseca Cordero Vera Virginia	302670502
Fonseca Montero Ronny Gerardo	402150175
Fonseca Rojas Greivin Gerardo	207320722
Freer Carranza Valeria	305180972
Fuentes Jiménez Maureen Vanessa	109670635
Furchtgott Grunberg Noelia	112140925
Galeano Solano Jessica	603380445
Galo Arias Karen Sofía	603310184
Gamboa Montoya Dariel	304940933
Gamboa Zúñiga Inés Fernanda	115300579
García Cambronero Alfonso	302290147
García Cordero Yamileth	107710912
García Jiménez Jessica	503080509
García Martínez Xinia	205890285
García Matarrita Celina	601640084
García Rubio Ester	203580840
Garita Gómez Leonardo	402270745
Garita Meneses Ana Julia	305140973
Garro Brenes María Jesús	304680987
Garro Quesada Yelgy Verena	115110881

Gómez Alemán Andrea	603190283
Gómez Gómez Jackaela	503140890
Gómez González Brenda María	207170939
Gómez Méndez Juan Carlos	502300952
Gómez Murillo Alejandra Aracely	206220639
Gómez Rojas Yoseth María	604460060
Gómez Vallejos Karen Marcela	401980010
González Badilla Fabiana Alexandra	702290337
González Castillo Luis David	402310759
González García Laura Cristina	113310021
González Hernández Lucrecia	602950046
González Jara Hilda María	701990032
González Mesén Kanny Marcela	111640457
González Quirós Fressy María	109530705
González Ramos Leslie Daniela	207700998
González Rodríguez Marleny	603430014
González Rojas Aida Lía	502120729
Granados Duarte Roy	109270783
Granados Porras Welsy	110040953
Granados Ramírez Marcos	105580819
Granados Zúñiga Laury Pamela	702560564
Grijalba Moraga Maikel	111890215
Guadamuz Jiménez Adela	106180279
Guerrero González José Antonio	203390324
Guevara Blanco Alejandra	112620434
Guevara Ortega Miriam Yaleska	603950599
Gutiérrez Cuesta Richard	119200549015
Gutiérrez Fernández Karolina	110370490
Gutiérrez Rivera Aura Zulema	502210971
Gutiérrez Vega Margarita	502370124
Guzmán Masis Karla Priscilla	503350052
Hall Hernández Sheila Alejandra	111140508
Hardy López Jaymar	402290576
Harley Chaves Sandra Mayela	105630873
Haug Mata Julia María	105420386
Hernández Arley Dagoberto	105650188
Hernández Benavides Illanic Allelin	604130981
Hernández Cervantes Karol	110490040
Hernández Chavarría Katterine	113450448
Hernández Clavera Franklin	602070214
Hernández Juárez María Nazareth	115360376
Hernández Moreira Elizabeth María	113900447
Hernández Moya José Miguel	106050686
Hernández Rojas Marianela	109430366

Hernández Rojas Roy Gerardo	206030393
Hernández Umaña Marcela de los Ángeles	116880774
Hernández Vega Nuria Maricela	700750813
Herrera Campos Ronaldo	108260096
Herrera Castro Liley	106910972
Herrera Jiménez Angie Vanessa	206440305
Herrera Li José Manuel	601770175
Herrera Sibaja Shantal Arelys	207650646
Hidalgo Jiménez Joshua Jesús	115940972
Hurtado Silva Walther Santiago	801010386
Huygens Jazmín	103200153831
Ibarra Cerdas Lidia	106910402
Ilama Portuguéz Luis Ángel	111660901
Infante Rojas Luis Adrián	109540261
Jaén Díaz Karla Alejandra	503490406
Jara Campos Pablo Enrique	110640591
Jiménez Caamaño Kriscia María	116780518
Jiménez Elizondo Brenda Melissa	111660189
Jiménez Fernández Marianella	115520312
Jiménez Ferreto Eli Gerardo	203660824
Jiménez Luna Yamileth	302420256
Jiménez Monge Alexis	502140535
Jiménez Monge Jimmy José	116500458
Jiménez Mora Jhonny Ricardo	105820743
Jiménez Orozco María Estefany	206600314
Jiménez Palma Víctor Hugo	700690185
Juárez Gutiérrez Martha Cecilia	502890235
Kaufmann Morales Viviana de los Ángeles	304450347
Lanza Torres Christian Jesús	205700264
Leal Madrigal Hellen Tatiana	702460486
Leitón Montero Jessica	114210166
Leiva Rojas Vanessa	117520458
León Bolívar Vera María	111260413
León Fonseca Karla Viviana	603110816
León Rodríguez Elida	501870162
Lépiz Salazar Carolina Eugenia	401740698
Lewis Cruz Jensey	205120336
Li Tong Susana	107120908
Llibre Orozco María José	116760851
Loaiciga Martínez Maritza	700680157
Loaiza Cordero Dennis	303860127
López Brenes Ana Eugenia	106000509
López Cabalceta Laura	105650467
López Cascante Samantha	112630759

López Chaverri Viviana	207660138
López Membreño Raquel Eliza	155801911003
López Ramírez Rosbin Joell	155804366733
López Salazar Vilma Rosa	601520692
López Serrano Suellen	112670365
López Vargas Laura Patricia	206110422
Macaya Echeverría Fiorella María	116560958
Madrigal Arguedas Rita	106300165
Madrigal Brenes Evilin	304360365
Madrigal Cerdas Ana Lorena	107020168
Madrigal Orozco José Pablo	114650977
Madrigal Picado Heiner	111890215
Madrigal Quirós Saleska Jesús	115970914
Madrigal Ruiz Jorge Luis	114290325
Madriz Arce Patricia	105750338
Madriz González Alejandra	303580626
Madriz Vargas Paula Mercedes	303840981
Mairena Castillo Oscar Elías	801060549
Manning Jara Ginnette Eugenia	702130367
Marín Alvarado Andrea	111680050
Marín Campos Ana Grace	604300857
Marín Solano María Noemy	114940621
Marín Torres Luis Antonio	155817108034
Martínez Hernández Katherine Elena	701930261
Masís Mejías Meylin Andrea	206290831
Masis Pérez Laura Natalia	304570616
Mata Calderón Cecilia	104610562
Mata García Rachel Arleen	117840395
Mata González Giselle	302510951
Mata Monge Carolina María	304270584
Mayorga Ramos Kevin Daniel	113690343
Medrano Flores Fabiola	900930473
Medrano Sorto Nathalie Margoth	115730985
Medrano Valverde Marianela	112510146
Mejías Aguilar Jeremy Vicente	402010668
Mejías Gómez Kevin Daniel	604230912
Mejías Picado Gabriela del Carmen	116000786
Meléndez Rodríguez Alfiery	115280494
Mena Abarca Subgey	112750043
Mena Orozco Yanixia Xiomara	303900308
Méndez Garita Jorge Esteban	113700304
Méndez Ramírez Mildred	113600903
Méndez Valverde Jarumi	701500318
Meoño Marín Andrea	111380922

Miranda Calvo Tania Melisa	305240821
Molina Blanco Noel Francisco	800460587
Molina Hine Wendy Paola	113190885
Molina Trejos Graciela Vannesa	702400038
Molina Varela Wendy	109860834
Mondol Cerdas Maureen de los Ángeles	602910117
Monge Rojas Mónica Valeria	116670966
Monge Tijerino Mayra	203540129
Monge Vásquez Keiry Paola	207470340
Montero Fuentes Jesús Alberto	304580982
Montero Miranda Isabel	105880017
Montero Quesada Juan José	304620299
Montero Salazar Brayan Gerardo	702010614
Montero Zárate María Paz	401930093
Montiel Castillo Denilson Alberto	604410980
Montoya Blanco Steven Gerardo	118010962
Montoya Montes Laura	111750866
Montoya Zamora Luis Orlando	105810615
Mora Acevedo Eugenio	602120107
Mora Alvarado Abraham Ricardo	304690008
Mora Baltodano Kattia	112310704
Mora Corrales Jessica María	113160484
Mora Gómez Anthony Andrés	115460792
Mora Gutiérrez Jonathan	109550529
Mora Gutiérrez Judith María	115220360
Mora Loría Mariana	117290443
Mora Mora Karolay Lilliana	402380461
Mora Navarro Erlane Eugenia	702600581
Mora Rodríguez Elber Johnny	105400727
Mora Rosales Cindy Yordania	603760769
Mora Sánchez Guiselle	106700733
Mora Tabash Layla	107040127
Mora Trejos José Ángel	105560257
Mora Umaña Carlos	603240701
Mora Vallejos Valeria Alejandra	117390023
Mora Zúñiga Jordy Jesús	116470575
Moraga Lobo Vera Mercedes	113070521
Morales González Rey Antolín	601470355
Morales Pereira Natalie María	111650862
Moreira Álvarez Karen María	117490635
Morera Montes Steicy Clarissa	504400997
Morún Naranjo Carlos Eduardo	501760619
Muñiz Bermúdez Mary Jacquelinne	800720322
Muñoz Jiménez Rainier	114880218

Muñoz Oceguera Ronald	900740741
Muñoz Sánchez Alicia Sailyn	604310792
Muñoz Venegas Ruddy	105700331
Murillo Chaves Olman	203310781
Murillo Delgado Luis Gerardo	504330381
Murillo Parajón Adán Josué	113920843
Murillo Quesada Melvin Josué	118460224
Murillo Urbina Alfredo	105540618
Murillo Vargas Ingrid Vanessa	206110291
Naranjo Bermúdez Lorely	109810254
Naranjo Esquivel José	601710484
Naranjo Ureña Andrea	112420076
Navarro Granados Marco Alonso	112000375
Navarro Meléndez Leyla Cecilia	108300294
Navarro Rojas Denise Mariana	206860534
Navarro Tencio Hazel Andrea	114630823
Navas Jiménez Jeiner Gerardo	602100313
Navas Sánchez Heilyn Vannessa	603150998
Noguera Zamora Elba Isabel	401260964
Núñez Jiménez Stephannie	603870772
Ñurinda Montoya Giselle Angélica	401900886
Obaldía Castro María del Rocío	113940944
Obando Obando Cristian Elías	205270268
Obando Sequeira Lina María	602040825
Obando Villalobos Cándida Rosa	602220688
Ocampo Quirós Greivin Mauricio	701670871
Orozco Reyes Elber	701490040
Orozco Rodríguez Ana Zulay	105480058
Ortega Cordero Kassela Natasha	305180833
Ortega García Luis Fernando	116700973
Ortiz Acuña Leonardo Alberto	303970481
Ortiz Murillo Andrew Joel	305230294
Ortíz Picado Gianny Marchello	305080935
Ortiz Pineda Eduard Edgardo	134000140928
Oviedo Chinchilla David Esteban	303850977
Oviedo Fernández Karla Vanessa	110070590
Oviedo Ugalde Norberto	401630693
Pacheco Quesada Angie Milena	304590923
Padilla Fernández Karla Vanessa	115930399
Padilla Jiménez Kimberly	115800605
Palacios Vindas Erick Miguel	402020825
Paniagua Murillo Engracia	204630376
Parrales Sánchez Rosa María	203410977
Peña González Némesis Yuliana	116780365

Peña Siles Katherine Daniela	701870974
Pérez Alcazar Yirlany Suseth	207390053
Pérez Barboza Nathalia	112980366
Pérez Carmona Carlos Alcides	115860469
Pérez Montoya Andrey José	603870966
Pérez Obregón Wendy Sugey	801310593
Pérez Solano Paul Miguel	304970820
Pérez Soto Ronald	203700630
Pérez Ugalde Paola Cristina	206930415
Pérez Vargas Ana Patricia	109430282
Perlaza Quesada Catalina	109500613
Picado Ajoy Melissa	401850207
Picado Carballo Daniela	402130248
Picado Fallas Mercedes	900550359
Picado Navarro Ali	107990096
Piedra Miranda Ana Gabriela	107130897
Piedra Quesada Gabriela María	115820682
Piedrahita Herrón Eliana	117000678405
Pineda Britez Zulema	160000003633
Pinto Castro Kathia	107440425
Ponce Casares Jennifer Melissa	604260600
Porras Brenes Óscar Andrés	503880743
Porras Cascante Elvis Eduardo	114070205
Porras Cascante Grettel María	105100341
Porras Castro María Mercedes	106120005
Portuguéz Campos Carlos Francisco	304010822
Portuguéz Garro Yerlin	112650412
Portuguéz Vargas María Elena	304080646
Prado Rivera Dayanna Isabel	115510365
Quesada Aguilar Rebeca María	205980018
Quesada Campos María Nazareth	207240195
Quesada Jiménez Valeria	207380763
Quesada Madrigal Jonnathan	109050458
Quesada Rodríguez Lidia	203450249
Quintana Barrios Yerlin Daniela	207300755
Quirós Alfaro Laura	206190911
Quirós Altamirano Daniel Humberto	701590845
Quirós Carvajal Lizeth María	114360221
Quirós Quirós Francis Fabiola	504320871
Quirós Rojas Marco	110320218
Quirós Sancho Maritza Guadalupe	601540734
Ramírez Araya Maripaz	208010733
Ramírez Calvo Vanessa de los Ángeles	116150063
Ramírez Castillo Sairy	402030371

Ramírez Cordero Marcos	105030398
Ramírez González Marcela Patricia	107830128
Ramírez Mora Lucrecia	401220677
Ramírez Morales Giuliana	112540062
Ramírez Ramírez Ruth	604530545
Requeno Bolaños Ana Patricia	108700026
Retana Bianco Erika Magaly	110500442
Retana Jácamo Allison Dyleine	702770417
Revelo Apraez Ana Mercedes	801170899
Reyes González Justo Pastor	203630542
Reyes Salazar Cristina Xiomara	801130145
Rivas Salguero Ricardo	303650314
Rivera Brenes Mónica	112870293
Rivera Jiménez Karolay Steysi	117480763
Robleto Fonseca Denisse Verónica	304840612
Rodríguez Arley Luis Diego	106830395
Rodríguez Bustos Nancy	503200190
Rodríguez Chaves Karla Pamela	603950829
Rodríguez Domenech Astranabella	115290348
Rodríguez Espinoza Pablo Antonio	900710389
Rodríguez Fernández Yosselin Andrea	701810608
Rodríguez Gómez Pamela	603860604
Rodríguez Jiménez Daniela	206720252
Rodríguez Montero Esteban	110760842
Rodríguez Morera Jose Pablo	207090201
Rodríguez Rodríguez Daniel	206400178
Rodríguez Rodriguez Kattia	107050251
Rodríguez Rodríguez Luis Alonso	111510928
Rodríguez Vargas Génesis Valeria	116040043
Rodríguez Zeledón Marianella	110820379
Rojas Acuña Jorchua	207660165
Rojas Delgado María Del Carmen	700650442
Rojas Mora Jafet Alejandro	117070650
Rojas Murillo Dylana	205900033
Rojas Murillo Eilin Rocío	108590209
Rojas Ramírez Kimberly Yulieth	207640461
Rojas Rojas Kattia Liseth	205670589
Rojas Rojas Mercedes	203570992
Rojas Salas Otto Mauricio	206830394
Rojas Ugalde Iveth Rebeca	205670425
Rojas Valverde Josué Paulino	114440221
Román Calderón José Andrés	304500870
Romero Aguilar Greivin	303560383
Rosales Valerio Yocxi	503370823

Rugama Valdés Ramón	603160796
Ruiz García Tobit Eduardo	702830624
Ruiz Hernández Freddy Yorhany	702210867
Ruiz Jiménez Kevin David	207840397
Ruíz Jiménez Rodolfo	502030064
Ruiz Quirós Rocío	205500071
Ruiz Toruño Adriana Vianeth	503370410
Saballo Guido Damaris	701020861
Saborío Rodríguez Ronald Alvaro	601630622
Sáenz Guillén Ligia	106380281
Salas Arguedas Nancy Yariela	402490515
Salas González Martin Omar	800770052
Salas Morgan Juan José	111110549
Salas Murillo Ana Lorena	106150858
Salazar Arias Giselle	106390789
Salazar Blanco Mónica Alejandra	116900340
Salazar Montes Mario Francisco	111690405
Sanabria Díaz Jimena	112830048
Sánchez Chacón Mariana	114230738
Sánchez Chaves Juan	401200904
Sánchez Córdoba José Manuel	603470786
Sánchez García Keilin Sinay	504270186
Sánchez Garita José Antonio	118020684
Sánchez Granados Magaly de los Ángeles	112080004
Sánchez Padilla Sharon Liseth	117020346
Sánchez Piedra Lesly Yaniny	114930371
Sánchez Solís Diana Carolina	113360166
Sancho Cascante María Jimena	116760077
Sandi Chen Tiffany Paola	117700382
Sandí Corrales Helberth	105620244
Sandí Quirós Evelyn Magaly	112060918
Sandoval Martínez Andrea	116020707
Sandoval Martínez Shirley	108120037
Sandoval Vásquez Marlene	203600050
Santamaría Sánchez Miguel Gerardo	401940769
Santana Reyes Vismar Didier	204580079
Seguí Coto Ihosvany	800960205
Segura Barboza Enid	106410616
Segura Herrera Norma Patricia	106440550
Segura Navarro Melissa	118210855
Segura Soto José Pablo	207220343
Sequeira Acuña Maripaz	111700711
Sequeira Barquero Luis Diego	303620164
Sequeira Chavarría Lizzette Pamela	503610124

Sequeira Quesada Mario David	113600722
Sequeira Ruiz Sofía	203870355
Sequeira Solórzano Mainor Enrique	502150747
Serrano Gómez Mariela	603810214
Sevilla Solano Cecilia María	105400785
Sibaja Monge Carlos Andrés	114230358
Siles Quesada Luis Gerardo	109970035
Silva Ávila Zaida María	501880692
Silva Reyes Marta Jenny	502800173
Silva Solano Randall Mariano	701220924
Sojo Luquez Fabiola	114350689
Solano Morales María José	304860979
Solano Núñez Yeilan Fernando	304090381
Solano Ortíz Karoline	602990384
Solano Padilla Luis Enrique	109720236
Solano Román Ligia Lucrecia	302670725
Solano Salazar Maikel Gerardo	113390450
Solano Solano Luis Gerardo	105480691
Solano Vargas Mariana	304840868
Solís Córdoba Eric Alonso	401860385
Solís Gómez Marietta	401440674
Solís Solís Stephanie	113180840
Solís Villalobos Lindsay Guismy	111260004
Soto Alvarado Jeannette	204010455
Soto Cartín Pamela	207470271
Soto Contreras Carlos	503140466
Soto Duarte Mariela	603870758
Soto Paladino Rosa María	800750735
Soto Sosa Cristian	204760688
Suárez Monestel Angie Estefany	114340313
Telles Bermúdez Adriana	603690296
Thomas Sergeon Rosalia	700740384
Thorpe Booth Kendra Dolores	701490982
Tijerino Durán Lizbeth María	113120642
Torres Pérez Fanny Pamela	304520742
Torres Victoria Nancy	800990332
Trejos Camacho Ivannia	303350671
Ulate Benavides Eylin Pamela	207760484
Ulate Márquez Nathalie	111890215
Ulate Méndez Nehismy Lorelly	205100557
Ulett Vega Maria Teresita	302370257
Ulloa Poveda María Del Milagro	304620083
Umanzor Reyes Betzy María	603090560
Umaña Jaén Lidia Del Carmen	604000980

Umaña Leiva Katherine María	115210713
Umaña Quirós Miguel	109940526
Ureña Bejarano Mabel de los Ángeles	113890235
Ureña Faerron Stephanie Paola	113780427
Uva Ríos José Ulises	701720675
Valdes Villegas Anastacio	601440399
Valencia Carranza Fanny Gabriela	701690658
Valenciano Picado Sylvia	109840034
Valerín Coronado Marienar	504240693
Valerio Jiménez Natalia	112460169
Valverde Cordero Marville	109760858
Valverde Coto Silvia Elena	114520817
Valverde González Andrea Magaly	111140704
Valverde Segura Karol Tatiana	114410612
Van-Baelen Picado Eduardo	601780254
Varela Flores Jennifer Andrea	304990048
Varela Hernández Daniel	603820681
Vargas Aguilar Walter Enrique	106240539
Vargas Amador Ayda Arodis	155803667433
Vargas Arce Ana Gabriela	401970709
Vargas Chacón Cristhian José	117480084
Vargas González Silvia	114050991
Vargas Hernández Álvaro Francisco	402320675
Vargas Jiménez Valeria Susana	117810028
Vargas Jorge Stefanny Mariel	115500251
Vargas López Ivette	303750242
Vargas Molina Guiselle María	114200240
Vargas Monge Bayron Roberto	116540078
Vargas Morales Jean Carlos	208000129
Vargas Ramírez Paula María	109820084
Vargas Rodríguez Luis Miguel	402340995
Vargas Rodríguez Nancy	111250706
Vargas Rojas Adrián Gustavo	108900745
Vargas Serrano Diego José	115300349
Vargas Ugalde José Pablo	402150868
Vásquez Araya Fabiana	207860008
Vásquez Chaves Jeffrey	603900865
Vásquez Chaves Sherman	503030585
Vázquez Carpio Juan Carlos	603270053
Vega Acosta María Fiorella	604120489
Vega Acosta Mónica	109100773
Vega Álvarez Jorge Mario	115880367
Vega Cruz Daniela	115750550
Vega Montero Ana María	109800996

Vega Solano Yorleni	106580370
Venegas Badilla Suyen	701340555
Venegas Marín Karla Alejandra	603520776
Venegas Vargas María Fernanda	206000722
Venegas Venegas Yoilin Ivannia	503350086
Viales Rodríguez Rose Mary	702120887
Vidaurre Cortes Pamela de los Ángeles	604470148
Villalobos Arguedas Byron	108130562
Villalobos Arguedas Yesenia	602660581
Villalobos Chaves Andrey	603530394
Villalobos Méndez Ariel Dayana	115370175
Villalobos Rodríguez Elizabeth	601440284
Villanueva López Marvin	112620008
Villegas Picado Silvia Elena	113050070
Villegas Vargas Angie	303840546
Vindas Badilla Luis Fernando	203610321
Víquez Arias Kenneth Francisco	115980114
Vives Rojas Gabriela María	303530844
Volio Salazar Loana	602640697
Webb Morales Jessie	108650716
Whittingham Channer Herbert Henry	303690062
Yock Fung María de los Ángeles	601650853
Zamora Chaves María Lucía	113160341
Zamora Godínez María Melissa	111770730
Zamora González Mariela	204440340
Zamora Morera Bonny Raquell	603540028
Zamora Vega Shirley	402010409
Zúñiga Ávila Anayanci	113110451
Zúñiga Díaz Adriana Ofelia	503560921
Zúñiga Esquivel María Carolina	113040311
Zúñiga Gómez Karina	111880742
Zúñiga Morles Yorgelis Alexa	702550424
Zúñiga Rojas María Andreina	207360436
Zúñiga Soto Yendry Pamela	702770803
Zúñiga Vargas Isabel Eugenia	401280073

M.Sc. Georgina Francheska Jara Lemaire, Presidenta, Junta Directiva.—1 vez (IN2025918899).

190 Años Benemérita Imprenta Nacional Costa Rica

LUIS MARIANO CALDERON MORALES (FIRMA)

Firmado digitalmente por LUIS MARIANO CALDERON MORALES (FIRMA)
Fecha: 2025.01.21 15:36:13 -06'00'