

Diario Oficial

# LA GACETA

Costa Rica



Benemérita  
Imprenta Nacional  
Costa Rica

JORGE  
EMILIO  
CASTRO  
FONSECA  
(FIRMA)

Firmado digitalmente por  
JORGE EMILIO  
CASTRO FONSECA  
(FIRMA)  
Fecha: 2024.08.20  
12:13:55 -06'00'

## ALCANCE N° 142 A LA GACETA N° 152

Año CXLVI

San José, Costa Rica, martes 20 de agosto del 2024

168 páginas

### PODER EJECUTIVO DECRETOS

### DOCUMENTOS VARIOS CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y TELECOMUNICACIONES

### REGLAMENTOS PROMOTORA COSTARRICENSE DE INNOVACIÓN E INVESTIGACIÓN

### INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS BANCO CENTRAL DE COSTA RICA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

### AVISOS COLEGIO FEDERADO DE INGENIEROS Y DE ARQUITECTOS DE COSTA RICA

### NOTIFICACIONES PODER JUDICIAL

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

# AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RE-0085-JD-2024

ESCAZÚ, A LAS DOCE HORAS Y CINCUENTA Y CINCO MINUTOS DEL  
VEINTITRÉS DE JULIO DE DOS MIL VEINTICUATRO

**APROBACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO “COORDINACIÓN DE  
INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y  
SERVICIOS AUXILIARES EN EL SEN” RELACIONADOS CON EL  
REGLAMENTO TÉCNICO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA  
ELÉCTRICO NACIONAL**

---

**EXPEDIENTE OT-305-2020**

## **RESULTANDO:**

- I. Que la Constitución Política de la República de Costa Rica establece en su artículo 7 que: (...) “los tratados públicos, los convenios internacionales y los concordatos, debidamente aprobados por la Asamblea Legislativa, tendrán desde su promulgación o desde el día que ellos designen, autoridad superior a las leyes. (...)
- II. Que el 20 de noviembre de 1998, mediante la Ley 7848 Ley de Aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, publicada en el Alcance 88 a La Gaceta 235 del 3 de diciembre de 1998, Costa Rica aprobó el *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo*.
- III. Que el 31 de octubre del 2011, mediante la Ley 9004 Ley que Aprueba el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, publicada en La Gaceta N° 224 del 22 de noviembre del 2011 y ratificada mediante Decreto N° 36955-RE, publicado en La Gaceta N° 56 del 19 de marzo del 2012, se aprobó el *II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*.
- IV. Que el 22 de mayo de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante la resolución RJD-036-2013, publicada en el Alcance N° 98 a La Gaceta N° 102 de la fecha 29 de mayo del 2013, aprobó el *"Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central", el cual, define los servicios auxiliares*".

- V. Que el 23 de enero de 2014, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-006-2014, publicada en La Gaceta N° 34 de la fecha 18 de febrero del 2014, aprobó el *"Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional"*.
- VI. Que el 30 de abril del 2014, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), mediante el oficio 0060-126-2014 comunicó a la Aresep la designación del *Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)* como operador del sistema y operador del mercado (OS/OM) de Costa Rica con el compromiso de que ejecute sus funciones en forma transparente e independiente del rol del ICE como agente principal del país.
- VII. Que el 26 de noviembre de 2019, mediante la resolución RE-0140-JD-2019 la Junta Directiva de la Aresep, aprobó el Reglamento Técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional (AR-RT-SASEN).
- VIII. Que el 10 de enero de 2020 mediante oficio 0810-015-2020 el CENCE en su condición de OS/OM, remitió a la Intendencia de Energía (IE) el cronograma de desarrollo de los procedimientos técnicos establecidos en la AR-RT-SASEN.
- IX. Que el 12 de junio de 2020, mediante oficio 0810-377-2020 el CENCE solicitó al Regulador General, elevar a la Junta Directiva la solicitud de ampliación de plazo de entrega de los procedimientos técnicos derivados de la AR-RT-SASEN.
- X. Que el 16 de junio de 2020, mediante oficio OF-0511-RG-2020 el Regulador General solicitó al CENCE una revisión del cronograma enviados mediante oficio 810-015-2020 y que proponga nuevas fechas de entrega.
- XI. Que el 23 de junio de 2020, mediante oficio 0810-397-2020 el CENCE dio respuesta al oficio OF-0511-RG-2020 remitiendo un nuevo cronograma de desarrollo de los procedimientos técnicos en el cual la fecha de entrega final corresponde al 30 de setiembre de 2020.
- XII. Que el 21 de julio de 2020, mediante oficio OF-0643-RG-2020, el Regulador General, al amparo de lo estipulado en el artículo 28 del reglamento AR-RT-SASEN, en cuanto a que la aprobación de los procedimientos corresponde al Regulador General, otorgó la ampliación de plazo solicitado de acuerdo con el cronograma propuesto por el CENCE.

- XIII.** Que el 30 de setiembre de 2020, mediante oficio 0810-688-2020 el CENCE remitió a la IE el *“Procedimiento de Control de frecuencia e intercambios de energía, Dimensionamiento de Reservas y Coordinación de indisponibilidades de generación, transmisión y servicios auxiliares”*.
- XIV.** Que el 9 de agosto de 2021, mediante oficio OF-0599-IE-2021, la IE remitió al CENCE los procedimientos derivados del reglamento AR-RT-SASEN con el fin de que se atiendan las observaciones realizadas por el equipo técnico de la Aresep. Los procedimientos remitidos fueron: Procedimiento técnico para la prestación del Servicio Auxiliar de Control de Tensión, Procedimiento técnico para la prestación del Servicio Auxiliar de Arranque en Negro, Procedimiento Servicio y esquemas de desconexión de cargas, Procedimiento para el Control de Frecuencia e Intercambios de Energía, Procedimiento técnico para la prestación del servicio auxiliar de Demanda Interrumpible, Procedimiento para el dimensionamiento de las reservas para el control de frecuencia e intercambios de energía, Coordinación de Indisponibilidades de generación, transmisión y servicios auxiliares del SEN.
- XV.** Que el 17 de diciembre de 2021 mediante oficio 0810-738-2021 el CENCE remitió a la IE, con el análisis a los comentarios y observaciones realizados por el equipo técnico de Aresep los procedimientos: Procedimiento Técnico para la prestación del Servicio Auxiliar de Arranque en Negro, Coordinación de indisponibilidades de generación, transmisión y servicios auxiliares del SEN, Procedimiento para el dimensionamiento de las reservas para el control de frecuencia e intercambios de energía, Procedimiento Servicio y esquema de desconexión de cargas.
- XVI.** Que el 29 de julio de 2022 mediante informe IN-0100-IE-2022 se hace traslado al Intendente de Energía del *“INFORME SOBRE LA PROPUESTA PROCEDIMIENTOS DEL OS/OM DERIVADOS DEL REGLAMENTO TÉCNICO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL OT-305-2020”* el cual contiene los procedimientos: Procedimiento para el Dimensionamiento de las reservas para el Control de frecuencia e intercambios de energía , Procedimiento Técnico para la prestación del servicio auxiliar de Control de tensión, Procedimiento Técnico para la prestación del servicio auxiliar de Arranque en negro, Procedimiento Servicio y esquemas de desconexión de cargas, Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN

- XVII.** Que el 29 de julio de 2022 mediante oficio 0810-463-2022 el CENCE remitió a la IE, con el análisis a los comentarios y observaciones realizados por el equipo técnico de Aresep el *“Procedimiento Técnico para la prestación del Servicio Auxiliar de Control de Frecuencia e intercambios de Energía”*.
- XVIII.** Que el 3 de agosto de 2022 mediante oficio OF-0581-IE-2022 se traslada a la Reguladora General Adjunta (RGA) el informe IN-0100-IE-2022.
- XIX.** Que el 4 de agosto de 2022 mediante oficio OF-0542-RGA-2022 la RGA solicita a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) someter a consulta pública los procedimientos del informe IN-0100-IE-2022 del 3 de agosto de 2022.
- XX.** Que el 15 de agosto de 2022 se publica la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, en los diarios de circulación nacional La República y La Extra. (visible a folios 80 al 81) y el 16 de agosto de 2022 en La Gaceta número 154.
- XXI.** Que el 6 de setiembre de 2022 mediante oficio IN-0650-DGAU-2022 la DGAU remite a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias aceptadas en la consulta pública.
- XXII.** Que el 24 de octubre de 2022 mediante oficio OF-0437-RG-2022 el RG solicita a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) criterio legal sobre la aprobación del procedimiento *“Procedimiento Coordinación de Indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN”*
- XXIII.** Que el 27 de octubre de 2022 mediante oficio OF-0809-DGAJR-2022 la DGAJR da respuesta al oficio OF-0437-RG-2022 indicando que *“En el caso particular, se entiende que el procedimiento en cuestión sustituiría un procedimiento ya aprobado por la Junta Directiva en el ámbito de sus competencias, e incluso, según se observa hasta el nombre del procedimiento cambiaría, lo que lleva a considerar que sea ésta última la que emita el respectivo acto de aprobación.”*
- XXIV.** Que el 18 de diciembre de 2023 mediante oficio IN-0283-IE-2023 se traslada al Intendente de Energía el informe de posiciones recibidas en las consultas pública al procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN. (Folios 240 al 256)

- XXV.** Que el 18 de diciembre de 2023, mediante informe IN-0285-IE-2023, se traslada al Intendente de Energía el informe de post consulta pública del procedimiento técnico *“Coordinación de indisponibilidades de generación, transmisión, distribución y servicios auxiliares en el sen”* relacionados con el *reglamento técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional*”. (Folios 257 al 278)
- XXVI.** Que el 22 de diciembre de 2023, mediante oficio OF-1317-IE-2023, el Intendente de Energía remitió a la Junta Directiva el informe técnico IN-0283-IE-2023 y el informe IN-0285-IE-2023 ambos del 18 de diciembre de 2023, correspondientes a la respuesta a posiciones presentada a los procedimientos técnicos relacionados con el reglamento técnico de servicios auxiliares e informe post consulta pública de los mismos. (Folios 280 al 281)
- XXVII.** Que en los procedimientos se han cumplido los plazos y prescripciones de ley.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que de conformidad con el artículo 5 de la Ley 7593 Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, (Ley 7593) se establece lo siguiente: (...) *"Funciones. 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 (...)."*
- II. Que el artículo 25 de la Ley 7593, establece lo siguiente: (...) *"Reglamentación. La Autoridad Reguladora emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso." (...)*

- III. Que el 26 de noviembre de 2019, mediante la resolución RE-0140-JD-2019 la Junta Directiva de la Aresep, aprobó el Reglamento técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN).
- IV. Que en lo que interesa, dicho Reglamento, dispone en su artículo 28, lo siguiente:

(...)

*“Artículo 28. Procedimientos técnicos*

*El OS/OM deberá presentar, para revisión y aprobación, a la Aresep las propuestas de cada uno de los procedimientos técnicos según lo indicado en el cuerpo de este Reglamento Técnico para su implementación, que incluya al menos lo relacionado con los temas y servicios auxiliares:*

(...)

*Estos procedimientos técnicos serán revisados y podrán ser ajustados por la Aresep en el ejercicio de sus competencias, previo a su correspondiente aprobación.*

(...)

*Los procedimientos técnicos indicados serán aprobados por el Regulador General con el apoyo técnico de la Intendencia de Energía de la Aresep o el área técnica que la Junta Directiva llegue a definir como responsable de la regulación técnica del servicio eléctrico.” (...)*

- V. Que el artículo 28 del reglamento técnico AR-RT-SASEN, ciertamente dispone que los procedimientos técnicos asociados a los temas ahí estipulados, será aprobados por el Regulador General, no obstante, es claro que dicha disposición fue establecida de tal forma por la propia Junta Directiva cuando dictó ese reglamento técnico, considerando que esos procedimientos técnicos en particular serían independientes y propios de forma exclusiva de los servicios auxiliares.

El supuesto que aquí se presenta, indica que la propuesta del *“Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN”* presentada por el OS/OM para su aprobación, no refiere solamente a los servicios auxiliares (en cuyo caso, su probación como se indicó, sería propia del Regulador General, conforme al mencionado artículo 28 del Reglamento

técnico AR-RT-SASEN), sino que, implica una modificación de otro procedimiento, a saber el “*Procedimiento Coordinación de Indisponibilidades del SEN*”, que como también se explicó, es del ámbito de aprobación de la Junta Directiva, a la luz de lo establecido en el oficio OF-1081-DGAJR-2018, OF-0809-DGAJR-2022 y en la resolución RE-0143-JD-2021, del 11 de mayo de 2021.

- VI. Que del informe IN-0285-IE-2023 del 18 de diciembre de 2023 citado en el punto anterior y que sirve de base para la presente resolución se extrae lo siguiente:

(...)

## **II. MARCO LEGAL**

*En lo que respecta a los procedimientos técnicos del OS/OM, por parte de la Autoridad Reguladora, esta competencia tiene sustento legal en la normativa vigente aplicable a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y al servicio eléctrico, según se indica a continuación.*

### **1. DESCRIPCIÓN DE PRESTADORES, USUARIOS Y ACTORES**

*El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el órgano encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía.*

*La Aresep es el ente responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593, arts. 4 y 5). Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

*El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico.*



*La División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) es una dependencia del ICE, encargada de realizar el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Sin embargo, este despacho es limitado pues actualmente sólo despacha la generación propia del ICE, siendo la generación privada (ley N° 7200 y N° 7508) y la generación propia de las empresas distribuidoras, del tipo forzada; es decir no optimizable de acuerdo con las necesidades energéticas del sistema considerando el menor costo operativo y la seguridad del sistema.*

*Mediante la promulgación de la Ley N°7200 y su reforma (Ley 7508), se abre la posibilidad que generadores privados con ciertas características específicas puedan construir instalaciones de generación y ofrecer energía al sistema, manteniendo el ICE el papel de comprador único autorizado de la energía proveniente de las plantas que se instalen bajo este régimen, a través de contratos de largo plazo. De esta forma, la generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio (cooperativas de electrificación rural, empresas municipales y empresas de propiedad estatal) y 32 generadores privados.*

*La Ley N° 8345, de marzo del 2003, autoriza a los consorcios cooperativos y a las empresas de servicios públicos municipales para que generen, distribuyan y comercialicen energía a los usuarios ubicados en el área geográfica de cobertura definida en su concesión.*

*Las empresas con responsabilidad para distribuir y comercializar energía eléctrica son las siguientes:*

- *Instituto Costarricense de Electricidad (ICE);*
- *Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A: (CNFL – Subsidiaria del Grupo ICE);*
- *Junta Administrativa del Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC – municipal);*
- *Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH – municipal);*
- *Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA);*
- *Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE);*
- *Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (COOPESANTOS);*
- *Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (COOPEALFARO).*

*Las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generan directamente a los clientes de su área de concesión, sin embargo, de requerir mayor energía para la atención de la demanda de su área de concesión éstas deben adquirirla de otras cooperativas y empresas municipales o del ICE. Dado que actualmente ninguna cooperativa posee la capacidad de abastecer su demanda al 100% es usual que adquieran sus faltantes del ICE, el cual debe estar en la capacidad de atender dicha necesidad energética pues la demanda nacional es responsabilidad del ICE, razón por la cual cobra especial importancia que el OS/OM cuente con toda la información necesaria para la adecuada planificación de los recursos del SEN de manera que no sólo asegure la atención de la demanda nacional de energía sino también que la atención se realice de acuerdo con los parámetros de calidad y seguridad que establece la regulación nacional y regional.*

## **2. SOBRE LA COMPETENCIA DE LA ARESEP PARA APROBAR LOS PROCEDIMIENTOS PROPUESTOS POR EL OS/OM**

*La Constitución Política de la República de Costa Rica establece en su artículo 7 que los tratados públicos, los convenios internacionales y los concordatos, debidamente aprobados por la Asamblea Legislativa, tendrán desde su promulgación o desde el día que ellos designen, autoridad superior a las leyes.*

*Mediante la Ley 7848 publicada en el Alcance 88 a La Gaceta 235 del 3 de diciembre de 1998, Costa Rica aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo.*

*Por medio de la Ley 9004, del 31 de octubre del 2011, publicada en La Gaceta Nº 224 del 22 de noviembre del 2011 y ratificada mediante Decreto Nº 36955-RE, publicado en La Gaceta Nº 56 del 19 de marzo del 2012, se aprobó el II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.*

*En este contexto, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, aprobados mediante leyes Nº7848 y Nº9004 estableció “la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.” (Artículo 1º del Tratado).*

*A su vez, con el propósito de que ambos mercados funcionen en forma armoniosa, la integración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con el MER, proceso que implica, entre otras cosas: el análisis, diseño, aprobación y puesta en marcha de una serie de normativas a nivel nacional, denominadas interfaces de armonización regulatoria.*

*Por su parte el artículo 12 del Segundo Protocolo (Ley 9004), al reformar el artículo 32 de Tratado Marco, le estableció como un compromiso adicional de los Gobiernos del área, la siguiente obligación: “d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.” // “Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional.”*

*En este contexto, la Junta Directiva de Aresep emitió las resoluciones RJD-036-2013 “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central” (en adelante Reglamento de Armonización) y RJD-006-2014 “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativo y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central” (en adelante Reglamento de Detalle).*

*Por otra parte, el artículo 2 de del Segundo Protocolo (Ley 9004), establece lo siguiente:*

*“(…)*

*Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como parte del ente operador de la red (EOR), así como las funciones propias de los agentes del mercado que le correspondan según la legislación interna, se asignan al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), como entidad encargada del despacho nacional e inversionista en el Sistema de Interconexión Eléctrica.”*

*Así las cosas, en virtud de que el ICE, es quien posee el título de agente de mercado en el MER y a quién se le asignó la atención de la demanda nacional, según consta en oficio del ICE 0060-126-2014 (2014-04-30) del 30 de abril de 2014, de acuerdo con la Ley de Creación del ICE, Ley N° 449, es en esta dependencia del ICE, en quien recae la operación del sistema y mercado, en aras de lograr una operación bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia por parte del OS/OM. Para estos efectos, el ICE nombró dentro de su organización una dependencia denominada CENCE, actualmente conocido como DOCSE, como la unidad de negocio encargada de realizar dichas funciones, y como tal, debe responder directamente por los derechos y obligaciones que se establecieron en la regulación nacional para el OS/OM. Lo anterior de acuerdo con el oficio 0060-126-2014 del ICE mediante el cual se*

*informó a la Autoridad Reguladora que acordó confirmar la designación del CENCE como Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica diciendo en lo que interesa:*

*El Consejo Directivo del ICE en sesión N°6088, acordó confirmar la designación que originalmente había comunicado, del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) como Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica (...)*

*En este acuerdo se faculta al CENCE a emitir directamente los criterios e información relevante en materia regulatoria de tal forma que, en su rol de OS/OM, pueda cumplir con todas las funciones y responsabilidades que le asigna el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) así como lo estipulado en los Reglamentos de esa Autoridad Reguladora(..)*

*Ahora bien, a la fecha, los instrumentos regulatorios emitidos por la Aresep respecto a servicios auxiliares establecen lineamientos generales sobre cómo debe planificarse y operarse el SEN; sin embargo, no establece aspectos operativos o de carácter técnico, debido a que éstos son dinámicos, del quehacer propio de OS/OM ni con detalle la información que requiere éste para cumplir con sus funciones asignadas mediante regulación nacional y regulación regional.*

*Al ser el OS/OM una dependencia del ICE, éste no tiene facultad suficiente para exigir a los actores del sector eléctrico costarricense la entrega de información que requiere para cumplir con sus funciones. Por esta razón DOCSE, como OS/OM de Costa Rica, y en cumplimiento de las funciones que se le han asignado tanto por el regulador nacional como el regional propone a la Aresep una serie de procedimientos que cuenta con aspectos técnicos más detallados, de forma y tiempo con que se requiere la información de parte de los otros actores del MEN y prestadores de servicios auxiliares; siendo la Aresep, como se analizará más adelante, el único ente que puede formalizar estos procedimientos para que sean de acatamiento obligatorio para los prestadores del servicio público de suministros eléctrico, amparado en la necesidad de éstos procedimientos para el cumplimiento de normas, reglamentos y metodologías emitidas por el ente regulador. La aprobación de estos procedimientos no sólo permite la aplicación de los instrumentos regulatorios mencionados, sino que además facilita al OS/OM la información necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones, velando la Aresep por que estos documentos cumplan con los principios de imparcialidad y transparencia que debe reflejarse en el quehacer regulatorio y en la operación del SEN.*

Los procedimientos cuentan con aspectos técnicos que son dinámicos, es decir que pueden cambiar de manera constante en el corto plazo, siendo el procedimiento un instrumento idóneo para la estipulación de éstos aspectos técnicos pues su aprobación, por su naturaleza se realiza a través de un proceso de consulta pública, el cual requiere de un proceso logísticos y temporal más simple que el proceso al cuál debe someterse los reglamentos o normas que emita la Aresep, contemplando siempre la importante participación de los interesados y el análisis de sus posiciones.

Con respecto a las competencias de la Autoridad Reguladora para la aprobación de los procedimientos propuestos por DOCSE, cabe indicar que la Ley 7593, establece en su artículo 4 lo siguiente: "Objetivos. (.) d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos sujetos a su autoridad. (.)"

Que de conformidad con el artículo 5 de la Ley 7593, se establece lo siguiente: "Funciones. 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 (...)."

Asimismo, el artículo 25 de la Ley 7593, establece en lo siguiente: "Reglamentación. La Autoridad Reguladora emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso."

En el artículo 36 de la Ley 7593 se establece lo siguiente: "Artículo 36.- Asuntos que se someterán a audiencia pública. Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el Diario Oficial La Gaceta, y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación: // (.) c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25; (.)".

*Que de conformidad con lo establecido en el inciso n) del artículo 53 de la Ley 7593 y sus reformas, corresponde a la Junta Directiva el dictar los reglamentos técnicos que requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta ley y las modificaciones de éstos.*

*En este contexto, mediante la Resolución RE-0140-JD-2019, publicada en el Alcance N°279 a La Gaceta N°238 del 13 de diciembre de 2019, la Junta Directiva aprobó el Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-SASEN) cuyo objetivo es “establecer de manera clara el marco técnico y operativo, con que se realizará la prestación del servicio considerando la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica”, y el cual es aplicable a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), al Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) y los prestadores de servicios auxiliares, en los términos que establece dicho reglamento.*

*Posteriormente, mediante resolución RE-0195-JD-2021, publicada en el Alcance N°173 a La Gaceta N°169 del 2 de setiembre de 2021, la Junta Directiva aprobó la Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Dicha metodología es complemento al Reglamento AR-NT-SASEN, por lo que deben interpretarse de forma conjunta y armoniosa.*

*En ese orden, el artículo 2 del Reglamento AR-NT-SASEN, establece como procedimiento técnico lo siguiente:*

***“Procedimiento Técnico:*** conjunto de tareas y actividades estructuradas que establece los requerimientos técnicos y operativos que aplican a todos los prestadores de servicios auxiliares y agentes del MEN. Es desarrollado por el OS/OM y propuesto a la Aresep para su aprobación mediante los mecanismos de participación que correspondan.”

*En relación con lo anterior, el artículo 12 del citado reglamento, establece como obligaciones del Operador del Sistema (OS/OM):*

***“xii. Someter a la Aresep para su análisis, discusión y eventual aprobación los procedimientos técnicos y sus modificaciones, requeridos para implementar la prestación de servicios auxiliares de acuerdo con el presente Reglamento Técnico”***

*Adicionalmente el artículo 28 del Reglamento AR-NT-SASEN, establece en relación con los procedimientos lo siguiente:*

*El OS/OM deberá presentar, para revisión y aprobación, a la Aresep las propuestas de cada uno de los procedimientos técnicos según lo indicado en el cuerpo de este Reglamento Técnico para su implementación, que incluya al menos lo relacionado con los temas y servicios auxiliares:*

- 1) Control de frecuencia e intercambios de energía*
- 2) Control de tensión*
- 3) Arranque en negro*
- 4) Dimensionamiento de reservas*
- 5) Servicio y esquemas de desconexión de cargas*
- 6) Demanda interrumpible*
- 7) Habilitación de cada servicio auxiliar*
- 8) Coordinación de indisponibilidades de los servicios auxiliares*
- 9) Supervisión y evaluación del desempeño*

*Estos procedimientos técnicos serán revisados y podrán ser ajustados por la Aresep en el ejercicio de sus competencias, previo a su correspondiente aprobación.*

*Para su aprobación, estos procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM deberán cumplir con el proceso de participación ciudadana establecido en el artículo 361 de la Ley General de Administración Pública (Ley N° 6227).*

*Los procedimientos técnicos indicados serán aprobados por el Regulador General con el apoyo técnico de la Intendencia de Energía de la Aresep o el área técnica que la Junta Directiva llegue a definir como responsable de la regulación técnica del servicio eléctrico.*

*De lo anterior, se desprende que la Aresep posee competencias suficientes para la aprobación de dichos procedimientos (...)*

*Relacionado con la metodología de servicios auxiliares mencionada y aprobada mediante resolución RE-0195-JD-2021, y la cual es parte integral de los instrumentos regulatorios relacionados con servicios auxiliares, la misma establece entre sus objetivos "d. Establecer que le corresponde al Operador de*

*SEN realizar la liquidación mensual de las tarifas con base en el procedimiento que realice y que sea aprobado por Aresep.”*

*Además, establece respecto a las tarifas de regulación de frecuencia e intercambios de emergencia que “El procedimiento para la segmentación e identificación de reservas para regulación primaria, secundaria y terciaria deberá ser definido por el OS/OM y remitido a esta Autoridad Reguladora en cada aplicación de esta metodología.”, y respecto a la liquidación de los servicios auxiliares establece:*

*“Para poner en práctica este apartado de liquidación, el OS/OM deberá contar con un procedimiento de liquidación tarifaria, el cual será aprobado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de conformidad con lo que establece el reglamento AR-RT-SASEN (resolución RE-0140-JD-2019).”*

*Por último, del análisis de la metodología, se desprende que además de los procedimientos establecidos en el reglamento AR-RT-SASEN, el OS/OM debe desarrollar procedimientos establecidos en la metodología, los cuales para su aprobación debe cumplir con lo indicado en el reglamento, (...).*

### **3. SOBRE LA COMPETENCIA DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA**

*De acuerdo con los artículo 17 y 19 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano Desconcentrado (RIOF) corresponde a la IE evaluar el cumplimiento de los reglamentos técnicos, normativa y otras disposiciones que especifican aspectos tales como: estándares, condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse el servicio público de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

*En el ejercicio de sus labores, la IE ha dado seguimiento al cumplimiento tanto del reglamento AR-RT-SASEN, así como a la Metodología de Servicio Auxiliares, según consta en los antecedentes de este informe.*

*Es importante mencionar que los procedimientos han sido revisados y ajustados, con respecto al listado contenido en el Reglamento AR-RT-SASEN, contemplando lo correspondiente al dimensionamiento de reservas, la habilitación y, la supervisión y desempeño de los servicios auxiliares, no como procedimientos independientes sino como parte integral del procedimiento asociados a cada servicio auxiliar propiamente, quedando los procedimientos de la siguiente manera:*



- 1) *Procedimiento para el Dimensionamiento de las reservas para el Control de frecuencia e intercambios de energía*
- 2) *Procedimiento Técnico para la prestación del servicio auxiliar de Control de tensión*
- 3) *Procedimiento Técnico para la prestación del servicio auxiliar de Arranque en negro*
- 4) *Procedimiento Servicio y esquemas de desconexión de cargas*
- 5) *Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN*
- 6) *Procedimiento Demanda interrumpible*
- 7) *Procedimiento para el Control de Frecuencia e Intercambios de Energía*
- 8) *Procedimiento de liquidación de servicios auxiliares (proviene de la metodología tarifaria)*

*De los procedimientos mencionados, mediante el informe IN-0100-IE-2022 del 29 de julio de 2022 se remitió el análisis técnico correspondiente a los primeros 5 (numerales 1 al 5) procedimientos.*

*Mediante el presente informe se remite el análisis técnico correspondiente al procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN, dado que de acuerdo con el oficio OF-0809-DGAJR-2022 corresponde a la Junta Directiva su aprobación.*

*Los restantes procedimientos fueron tramitados para aprobación del Regulador General, de acuerdo con el artículo 28 del reglamento AR-RT-SASEN.*

### **III. SOBRE LAS GESTIONES REALIZADAS POR EL REGULADOR GENERAL**

*Dado que el procedimiento “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN” remitido por el OS en el marco del Reglamento SASEN corresponde a una actualización o ampliación del procedimiento “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN” para contemplar lo relacionado a servicios auxiliares y considerando que este último procedimiento fue aprobado por la Junta*

*Directiva, mediante la resolución RE-0143-JD-2021 del 11 de mayo del 2021, el Regulador General mediante oficio OF-0437-RG-2022 solicita Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria criterio legal sobre la aprobación del procedimiento en cuestión.*

*Al respecto la DGAJR emite respuesta, mediante oficio OF-0809-DGAJR-2022, atendiendo de la siguiente manera las consultas específicas planteadas por el RG:*

*De esta forma, en respuesta puntual a las consultas efectuadas se indica, en el mismo orden en que fueron planteadas:*

*“1. De acuerdo a las competencias legales, reglamentarias, así como a los distintos pronunciamientos emitidos por la Procuraduría General de la República referente al análisis de competencias, ¿puede el Regulador General, de acuerdo con el artículo 28 del reglamento AR-RT-SASEN, aprobar el procedimiento “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN” considerando que éste es una modificación al procedimiento “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN” aun y cuando ese último procedimiento fue previamente aprobado por Junta Directiva mediante resolución RE-0143-JD-2021? O ¿debe ser aprobado por la Junta Directiva?”*

***R/** El Regulador General, conforme al artículo 28 del reglamento técnico ARRT- SASEN, tiene la competencia para aprobar los procedimientos técnicos relativos a los servicios auxiliares. En el caso particular, se entiende que el procedimiento en cuestión sustituiría un procedimiento ya aprobado por la Junta Directiva en el ámbito de sus competencias, e incluso, según se observa hasta el nombre del procedimiento cambiaría, lo que lleva a considerar que sea ésta última la que emita el respectivo acto de aprobación.*

*2. ¿Puede el Regulador General, de acuerdo con el artículo 28 del reglamento AR-RT-SASEN, en el acto de aprobación del procedimiento “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN” derogar en lo que se oponga el “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN” aun y cuando ese último procedimiento fue previamente aprobado por Junta Directiva mediante resolución RE-0143-JD-2021? O ¿debe ser aprobado por la Junta Directiva?”*

***R/** No puede el Regulador General, derogar un procedimiento técnico aprobado por la Junta Directiva. En el caso que nos ocupa, el Regulador General cuenta con una competencia de aprobación **muy específica**,*

sobre los procedimientos técnicos relativos a los servicios auxiliares, otorgada por la misma Junta Directiva. Es decir, que si el procedimiento técnico ahora propuesto por el OS/OM, en virtud del artículo 28 del reglamento técnico AR-RT-SASEN, fuera independiente de los procedimientos para la operación del SEN aprobados por la Junta Directiva, es claro que su aprobación le correspondería al Regulador General, pero no siendo éste el caso, debe valorarse un escenario distinto.

De esta forma, en el momento en que la propuesta de procedimiento técnico planteada interfiere con alguno de los procedimientos de operación del SEN, aprobados mediante la resolución RE-0143-JD-2021, del 11 de mayo de 2021, debe recordarse que la Junta Directiva, mantiene la competencia de aprobación de estos, lo que implica que, solo dicho órgano colegiado podrá derogar o cambiar tales instrumentos.

Precisamente, en caso de existir alguna necesidad de modificación o derogatoria parcial de alguno de esos procedimientos aprobados por la Junta Directiva, a fin de ajustarlos en lo referente a los servicios auxiliares (como es el caso que se plantea), se considera que debe ser dicho órgano colegiado quien ejerza su competencia de aprobación, de manera que conozca y decida tales cambios, como corresponde.

Dicho lo anterior, en caso de no mantenerse independiente la propuesta de procedimiento técnico en cuestión, de los procedimientos aprobados mediante la resolución RE-0143-JD-2021, debe acudir a la aprobación respectiva por parte de la Junta Directiva.

Como se puede apreciar del criterio jurídico corresponde a la Junta Directiva la aprobación del Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN.

#### **IV. RESUMEN DE LA TEMÁTICA DEL PROCEDIMIENTO**

A continuación, se detalla de manera general y para información de los lectores la temática sobre la que versa el procedimiento propuesto

**Procedimiento Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN:** Este procedimiento establece requisitos y plazos para la solicitud, análisis y aprobación de indisponibilidades asociada a la operación normal y provisión de servicios auxiliares con el fin de realizar la operación del SEN cumpliendo con la regulación nacional y regional, con los criterios de seguridad operativa y buscando el menor impacto para el sistema y los usuarios.

## **V. ENFOQUE CONCEPTUAL**

*Dada la importancia que la planificación y operación del SEN, así como del correcto funcionamiento de los servicios auxiliares, para el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y desempeños establecidos en la regulación nacional y regulación regional se establece para el procedimiento el siguiente objetivo, alcance y campo de aplicación, no sin mencionar que el campo de aplicación específico para mayor claridad está estipulado en el contenido del procedimiento.*

### **1. OBJETIVO GENERAL DEL PROCEDIMIENTO**

*El objetivo del procedimiento es establecer de manera clara, precisa y transparente las condiciones técnicas y operativas generales bajo las cuales se planeará, habilitará, asignará, supervisará y operará en tiempo real los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el fin de cumplir en forma y tiempos con lo establecidos en la regulación nacional y regional.*

### **2. ALCANCE GENERAL DEL PROCEDIMIENTO**

*El procedimiento tiene alcance a los agentes del MEN y funcionalidad para los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como a los usuarios de estos sistemas, en el tanto los servicios auxiliares y su adecuada prestación y operación permiten cumplir con criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en las regulaciones nacionales y regionales.*

### **3. CAMPO DE APLICACIÓN GENERAL DEL PROCEDIMIENTO**

*Su aplicación es obligatoria para todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), para el Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) del SEN y para todo prestador de servicios auxiliares en adelante prestador, según corresponda.*

*De acuerdo con la regulación nacional son Agentes del MEN*

**Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN, agentes:**

*Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:*

- a) *Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.*
- b) *Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: Participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.*
- c) *Generadores Privados: Participan en generación eléctrica con contrato de compra de energía suscrito con el ICE por disposición de la Ley 7200 Capítulos I y II.*
- d) *Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.*
- e) *Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.*
- f) *Cooperativas de Electrificación Rural: Participan en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal. Siendo actualmente la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, RL, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, RL.*
- g) *Consortio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.: Participa en generación de electricidad en conjunto con las Cooperativas asociadas, de conformidad con la Ley 8345.*
- h) *Usuarios conectados en alta tensión: Abonado en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.*
- i) *Y otros legalmente autorizados.*

*De acuerdo con la regulación nacional se define prestador de servicio auxiliar de la siguiente manera:*

**Prestador de servicio auxiliar (en adelante “Prestador”):** es la persona física o jurídica poseedora de equipamiento, instalaciones y sistemas habilitados para prestar uno o más de los servicios auxiliares definidos en este Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.

## **VI. CONCLUSIONES**

- I. *El procedimiento técnico corresponde a una actualización o ampliación del procedimiento “Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN” para contemplar lo relacionado a servicios auxiliares, y es criterio jurídico que corresponde a la Junta Directiva su aprobación.*
- II. *El papel de Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica recae en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de acuerdo con las leyes N°7848 y N°9004. El Consejo Directivo del ICE estableció al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), hoy Dirección de Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) como la dependencia encargada de ejercer las labores que como OS/OM de Costa Rica le establezcan la regulación nacional y regional*
- III. *El procedimiento técnico propuesto cumplió con el proceso de ser revisado y analizado técnicamente por los funcionarios de la Intendencia de Energía, como apoyo técnico para la aprobación de estos procedimientos de acuerdo con el reglamento técnico AR-RT-SASEN; así como con el proceso de participación ciudadana mediante la consulta pública*
- IV. *El procedimiento técnico que se anexan a este informe cumple con el objetivo establecer de manera clara, precisa y transparente las condiciones técnicas y operativas generales bajo las cuales se planeará, habilitará, asignará, supervisará y operará los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional.*

(...)

- VII. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es; aprobar el Procedimiento Técnico Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y Servicios Auxiliares en el SEN, propuesto por

el OS/OM, en virtud del artículo 28 del Reglamento Técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional (AR-RT-SASEN).; tal y como a continuación se dispone.

- VIII.** Que en sesión ordinaria 60-2024 celebrada el 24 de julio de 2024, cuya acta fue ratificada el 31 de julio de 2024; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del informe IN-0285-IE-2023, de cita, acuerda dictar la presente resolución:

### **POR TANTO**

### **LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

### **RESUELVE**

- I. Dar por recibidos los Informes IN-0283-IE-2023 del 18 de diciembre de 2023 y el IN-0285-IE-2023 del 15 de diciembre de 2023, anexados al oficio OF-1317-IE-2023 del 22 de diciembre de 2023.
- II. Dictar el *“Procedimiento técnico coordinación de indisponibilidades de generación, transmisión, distribución y servicios auxiliares en el SEN”*, propuesto por el OS/OM, en virtud del artículo 28 del Reglamento Técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional (AR-RT-SASEN), que a continuación se transcribe:

### **PROCEDIMIENTO TÉCNICO COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y SERVICIOS AUXILIARES DEL SEN**

#### **1. GENERALIDADES**

##### **1.1. Campo de aplicación**

Este procedimiento aplica a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional en adelante agentes, para la coordinación, con el Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica, de indisponibilidades de elementos de generación, transmisión, distribución y servicios auxiliares que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

## **1.2. Propósito**

Definir los requisitos y plazos para la solicitud, análisis y aprobación de indisponibilidades de elementos de generación, transmisión, distribución y servicios auxiliares, asociada a la operación normal y provisión de servicios auxiliares del Sistema Eléctrico Nacional, que se requieran para realizar mantenimientos, ampliaciones o para entrada de nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución, con el fin de realizar la operación del SEN cumpliendo con la regulación nacional y regional, con los criterios de seguridad operativa y buscando el menor impacto para el sistema y los usuarios.

## **1.3. Definiciones**

### **Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN:**

Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:

- j) Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.
- k) Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: Participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- l) Generadores Privados: Participan en generación eléctrica con contrato de compra de energía suscrito con el ICE por disposición de la Ley 7200 capítulos I y II.
- m) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- n) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- o) Cooperativas de Electrificación Rural: Participan en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal. Siendo actualmente la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, RL, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, RL.



- p) Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.: Participa en generación de electricidad en conjunto con las Cooperativas asociadas, de conformidad con la Ley 8345.
- q) Usuarios conectados en alta tensión: Abonado en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.
- r) Y otros legalmente autorizados.

**Alta tensión:** Nivel de tensión igual o superior a 100 kV e igual o menor de 230 kV.

**Ampliaciones de transmisión:** Construcción, repotenciación, reconstrucción, mejora o modernización de elementos de la red de transmisión.

**Fuerza mayor:** hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

**Generador: Agente Generador:** Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación.

**Indisponibilidad de transmisión:** Condición que impide o restringe que un elemento o sistema de la red de transmisión esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado. Se dividen en indisponibilidad no programada o forzada e indisponibilidad programada.

**Indisponibilidad de generación:** Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad, debido a algún evento directamente asociado con ella; es decir, es incapaz de mantenerse en servicio en el Sistema Eléctrico Nacional, entrar en servicio o de mantenerse en reserva ya sea por un evento fortuito, programado o no programado.

**Media tensión:** Nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

**Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión:** Lista de las indisponibilidades de transmisión que se ejecutarán durante el año siguiente, que incluye el elemento que se va a indisponer, la fecha de inicio y finalización, la descripción de los trabajos a realizar y la justificación de los mismos. El Programa Anual de Indisponibilidades debe incluir todos los mantenimientos mayores, de instalaciones que formen parte de la RTR, la entrada de nuevas instalaciones y las ampliaciones de transmisión.

**Programa Anual de Indisponibilidades de Generación:** Lista de las indisponibilidades de generación que se ejecutarán durante el año siguiente, que incluye el elemento que se va a indisponer, la fecha de inicio y finalización, la

descripción de los trabajos a realizar y la justificación de los mismos. Debe incluir cuando se requiera el elemento de transmisión o distribución que interconecta la planta al SEN.

**Programa semanal de indisponibilidades de transmisión:** Lista de indisponibilidades de transmisión que se ejecutarán durante la semana, que incluye las indisponibilidades del Plan Anual, sus actualizaciones mensuales, indisponibilidades correctivas, entrada de nuevas instalaciones y ampliaciones de transmisión.

**Red de transmisión:** Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión), subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía.

**Red de transmisión regional:** Es el conjunto de instalaciones de transmisión definida anualmente por el Ente Operador Regional EOR, a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico Regional MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

**Servicios auxiliares:** son los servicios que administra el Operador del Sistema para contar con la capacidad de respuesta y soporte al sistema eléctrico, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño CCSD establecidos en la regulación nacional y regional y las obligaciones de servicios auxiliares regionales que asigne el EOR al SEN.

**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.

#### **1.4. Documentos aplicables**

- i. Reglamento del Mercado Eléctrico Regional vigente,
- ii. Norma Técnica Planeación Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN) vigente
- iii. Reglamento Técnicos de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN) vigente.

## 1.5. Acrónimos y abreviaturas

**Aresep:** Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica.

**DOCSE:** División Operación y Control del Sistema Eléctrico, Operador de Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

**OS/OM:** Operador del Sistema y Operador de Mercado de Costa Rica

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad.

**RMER:** Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

**RTR:** Red de transmisión regional.

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

**MW:** Megawatts.

## 2. CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE TRANSMISIÓN

### 2.1. De acuerdo con su origen se clasifican en:

a) Tipo de indisponibilidad		b) Origen
c) Indirectas	d) Forzada	e) Por falla de un componente ajeno a la línea de transmisión o por restricción operativa.
	f) Programada	g) Eventos programados ajenos a la línea de transmisión.
h) Propias	i) Forzada	j) Por falla o restricción operativa de la línea de transmisión.
	k) Programada	l) Por eventos programados propios de la línea de transmisión.

Son "indisponibilidades indirectas" aquellas que se dan como consecuencia de eventos indirectos y son "indisponibilidades propias" aquellas que se dan en el propio elemento de la red de transmisión.

### 2.2. De acuerdo con su plazo de programación se clasifican en:

**2.2.1. Indisponibilidad no programada o forzada de transmisión:** Estado operativo de un elemento de transmisión en el que, por presentar daños, por riesgo a la seguridad del SEN o de la integridad física de personal cercano a la instalación, requiere su desconexión inmediata o en el menor tiempo posible. Las indisponibilidades forzadas o no programadas pueden darse por necesidad de realizar mantenimientos correctivos, por situaciones de emergencia o por fallas:

- a) **Mantenimiento correctivo no programado:** Es todo aquel mantenimiento que por su naturaleza impredecible, no fue incluido en el Programa Anual, pero que se puede incluir en la programación semanal según solicitud motivada por el OS/OM.
- b) **Mantenimiento de Emergencia:** Son aquellos mantenimientos que se pueden presentar diariamente durante la operación en tiempo real y que deben ser atendidos con urgencia (en un plazo no mayor a 24 horas) para preservar la seguridad e integridad del SEN (no incluye mantenimientos correctivos no programados).

2.2.2. **Indisponibilidad programada de transmisión:** Indisponibilidad de uno o más elementos de la red de transmisión aprobada en el Programa Anual de Indisponibilidades o en sus actualizaciones mensuales, cumpliendo con los plazos establecidos en este procedimiento.

### 2.3. Según los elementos que se deban intervenir, las indisponibilidades se clasifican en:

2.3.1. **Indisponibilidad mayor:** Indisponibilidades de líneas de transmisión, autotransformadores, apertura de interruptores de enlace de barras, bloqueo de la protección diferencial de barras, pasos por barra auxiliar y cualquier otro que el OS/OM defina por seguridad del SEN en conjunto con los agentes transmisores.

2.3.2. **Indisponibilidad menor:** Intervenciones en los siguientes elementos del sistema de transmisión: interruptores, transformadores de potencia (elevadores o reductores), bancos de condensadores, reactores, transformadores de corriente y potencial, pasos por reserva, intervenciones en las barras de media tensión que provoquen pérdidas de señales hacia el OS/OM, así como los siguientes:

- a) Mantenimiento de los sistemas de protección y control.
- b) Mantenimientos que indispongan o alteren las características operativas del recierre automático de los interruptores de líneas (bloqueos de recierres).
- c) Mantenimientos de cualquier naturaleza, inclusive en servicios de alimentación de corriente alterna o continua, durante los cuales exista riesgo de salida de servicio de líneas o instalaciones.
- d) Mantenimientos que indispongan alguno de los siguientes recursos de supervisión, medición o telecomunicación:

- i. Unidades terminales remotas (parcial o total).
  - ii. Sistemas de telecomunicaciones (módem o enlace de voz y datos).
  - iii. Procesadores de comunicaciones (front-end).
  - iv. Puntos de medición de los intercambios por los enlaces entre áreas de control y de inyecciones o retiros de energía.
- e) Mantenimientos que modifiquen la configuración normal de las instalaciones o alteren la selectividad de las protecciones, tales como la apertura de interruptores de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo, la alteración del área de cobertura de la protección de distancia o los pasos por derivación.
  - f) Mantenimientos que impliquen la posibilidad de pérdida de coordinación de disparos transferidos de la protección de líneas.
  - g) Mantenimientos para pruebas y ensayos en instalaciones.
  - h) Mantenimientos en instalaciones no asociadas a la red de transmisión pero que puedan afectar la operación o supervisión de la misma, como intervenciones en las barras de media tensión que provoquen pérdidas de señales de control hacia el OS/OM.
  - i) Los trabajos de mantenimiento que se realicen en instalaciones asociados a la red de transmisión que estén fuera de servicio por cualquier razón, también deberán ser coordinados y aprobados, de acuerdo con los requisitos aquí mencionados.

### **3. INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS MAYORES DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN**

#### **3.1. Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión**

- 3.1.1. Cada año, durante los primeros 15 días naturales de setiembre, los agentes transmisores deben enviar al OS/OM el Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión de su red, el cual debe incluir mantenimientos mayores e indisponibilidades requeridas para ampliaciones, mejoras de la red de transmisión o la conexión de nuevas obras, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre del siguiente año. El Programa Anual también debe incluir los mantenimientos menores de instalaciones que formen parte de la RTR, como se detalla en las secciones siguientes. Toda intervención que se realice en instalaciones que estén fuera de servicio (equipos en frío) por cualquier razón, también deben ser coordinadas y autorizadas por el OS/OM e incluirse en el Programa Anual. Este programa debe ser enviado al OS/OM en el formato que se encuentra publicado en la página web del OS/OM.

- 3.1.2. Las indisponibilidades de elementos de transmisión o distribución que interconecten plantas al SEN, se deben tramitar como parte de la solicitud de indisponibilidad de generación, según se establece en el apartado de Indisponibilidades de Generación según se establece en la sección 8.1 de este procedimiento.
- 3.1.3. Una vez que se cuente con la información completa, el OS/OM integra y aprueba el Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión Nacional, que incluye las solicitudes de todos los agentes transmisores, y realiza los trámites regionales correspondientes. Una vez aprobado el Programa Anual de Indisponibilidades a nivel nacional y regional, el OS/OM lo pondrá a disposición de los agentes en su página web, en los primeros 10 días hábiles del mes de enero.
- 3.1.4. El OS/OM puede modificar el Programa Anual de Indisponibilidades por condiciones del sistema o del mercado cuando sea necesario y para esto informa a los agentes transmisores con al menos 10 días hábiles de anticipación a la ejecución, cuando sea posible, adjuntando la justificación respectiva. En caso de que la cancelación sea solicitada por el EOR, el OS/OM informará a los agentes, al menos 24 horas antes o de ser posible de manera inmediata (en las siguientes 5 horas) tras la indisponibilidad, por los medios de comunicación oficiales, para que se tomen las medidas correspondientes.
- 3.1.5. El Programa Anual de Indisponibilidades es de cumplimiento obligatorio.

### **3.2. Actualización y confirmación mensual del Programa de Indisponibilidades de Transmisión**

- 3.2.1. En los primeros cinco días naturales de cada mes los agentes transmisores deben confirmar y/o actualizar las solicitudes del Programa Anual de Indisponibilidades correspondientes al siguiente mes, por medio de su inclusión en el sitio electrónico de indisponibilidades del OS/OM. En caso de no enviar esta actualización, el OS/OM eliminará del Programa Anual en curso todas las indisponibilidades no confirmadas del mes siguiente. A la vez, el OS/OM informará en los primeros quince días del mes sobre cambios que se deban ejecutar en el Programa Anual en curso por condiciones del sistema o del mercado.
- 3.2.2. En la actualización mensual, los agentes transmisores deben enviar al OS/OM cualquier modificación a las indisponibilidades solicitadas para el mes siguiente en el Programa Anual en curso: reprogramaciones, extensión

del plazo y nuevas solicitudes para mantenimiento o entrada de nuevas instalaciones. Las modificaciones deben ser enviadas al OS/OM mediante los formularios vigentes que se encuentran en el sitio electrónico para el ingreso de solicitudes de indisponibilidad. Cada solicitud debe sustentarse indicando las consecuencias y posibles impactos que se prevén para la operación de la red, incluyendo:

- a) Explicación del trabajo a realizar y sus posibles afectaciones a otros equipos o agentes.
- b) Razón por la cual no se incluyó en el Programa Anual original para ese año en curso o razón de la reprogramación y consecuencias de no ejecutarlo en la fecha solicitada (riesgo para la instalación, riesgo para la operación del SEN ante la pérdida forzada de instalaciones de la red, entre otros).
- c) Justificación del tiempo propuesto para la ejecución del mantenimiento.
- d) Si aplica, razón por la que se solicita extensión del plazo para la conclusión del mantenimien. Cuando una indisponibilidad programada requiera aumentar el tiempo solicitado para su ejecución, esta ampliación debe ingresarse con 30 días de anticipación para que quede programado.

Las solicitudes con información incompleta no serán tramitadas.

3.2.3. Todas las modificaciones al Programa Anual deben ser incluidas en el sitio electrónico de OS/OM con al menos 30 días naturales de antelación a la ejecución. Las solicitudes que no cumplan con el plazo establecido de 30 días naturales deben tramitarse como indisponibilidades no programadas y podrán ejecutarse únicamente cuando se requiera por condiciones de emergencia o mantenimiento correctivo.

3.2.4. Todas las modificaciones al Programa Anual son analizadas por OS/OM para evaluar la viabilidad de su ejecución. Las modificaciones al Programa Anual aprobadas por OS/OM que involucren elementos de la RTR, deben cumplir con los trámites regionales respectivos para su aprobación.

### **3.3. Entrada de nuevas instalaciones de generación, transmisión o distribución**

3.3.1. En el caso de la entrada de nuevas instalaciones de generación, transmisión o distribución que requieran una indisponibilidad mayor de transmisión o que se conectan a la RTR, la solicitud se debe ingresar al sitio electrónico de

indisponibilidades del OS/OM cumpliendo con los plazos establecidos en los artículos 3.1 y 3.2. Si la fecha debe ser modificada posteriormente, se debe informar de inmediato al OS/OM por la misma vía con al menos 20 días naturales de anticipación. Además, debe cumplir con los requisitos establecidos en el Anexo 1. Esta solicitud no representa en ningún caso la aceptación de la conexión de la obra a la red de transmisión. Para aceptar la conexión de una obra al SEN, el interesado debe cumplir con los requisitos establecidos en la regulación nacional y regional y en el Procedimiento para establecer las conexiones al SEN. Adicionalmente, debe solicitar al transmisor respectivo el envío de una nota al OS/OM a más tardar el lunes de la semana anterior a la conexión, que cumpla con lo establecido en el Anexo 1.

- 3.3.2. En el caso de la entrada de nuevas instalaciones que no se conectan a la RTR, no requieren indisponibilidades de elementos de la RTR o que requieren una indisponibilidad menor (no RTR), el transmisor debe ingresar la solicitud en el sitio de indisponibilidades del OS/OM con al menos 5 días naturales de antelación y enviar la nota de aceptación de la conexión, con la información indicada en el Anexo 1.

### **3.4. Aprobación de indisponibilidades**

- 3.4.1. Las solicitudes que ingresan los agentes transmisores en el sitio electrónico de indisponibilidades de OS/OM deben incluir la información mínima que se establece en el Anexo 1, así como cualquier otra que OS/OM establezca y ponga a disposición de los agentes.
- 3.4.2. Cada solicitud debe ser analizada por OS/OM, quien informará a través del sitio de indisponibilidades, con al menos 8 días naturales antes de la ejecución, a los agentes de su aprobación, reprogramación o cancelación, dependiendo de los resultados del análisis y de las condiciones del sistema y del mercado.
- 3.4.3. Una vez aprobadas las indisponibilidades por OS/OM, cuando involucren elementos de la RTR, el OS/OM debe realizar los trámites regionales correspondientes.
- 3.4.4. El OS/OM es el responsable de velar por el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa durante la indisponibilidad.



### **3.5. Coordinación con agentes afectados por indisponibilidades**

- 3.5.1. En caso de que una indisponibilidad afecte a otros agentes, el transmisor solicitante será responsable de la coordinación con los afectados y de reducir en la medida de lo posible el impacto sobre estos agentes. Esta coordinación debe realizarse antes de incluir la solicitud en el sitio de indisponibilidades de OS/OM.
- 3.5.2. Para esta coordinación, los agentes transmisores deberán definir los plazos mínimos que requieran los otros agentes para ser informados de la afectación por indisponibilidades de la red de transmisión, los cuales deberá considerar a la hora de remitir la indisponibilidad.

### **3.6. Coordinación regional**

- 3.6.1. El OS/OM es el responsable de realizar la coordinación de indisponibilidades que involucren elementos de la RTR con el Ente Operador Regional, cumpliendo con lo establecido en la regulación nacional y regional.

## **4. INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS MENORES DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN**

### **4.1. Programación de indisponibilidades menores de transmisión**

- 4.1.1. Para solicitar indisponibilidades menores que no afecten a la RTR, los agentes transmisores deben incluir en el sitio de indisponibilidades de OS/OM la solicitud respectiva con al menos 5 días naturales de anticipación. En esta solicitud se deben indicar todos los detalles relacionados con la indisponibilidad, incluyendo la información mínima establecida en el Anexo 1 y cualquier otra que OS/OM establezca y ponga a disposición de los agentes. Las indisponibilidades de líneas de distribución que interconecten plantas al SEN se deben tramitar como parte de la solicitud de indisponibilidad de generación, según sección 8.1 de este procedimiento.
- 4.1.2. En el caso de indisponibilidades menores en instalaciones de la RTR, para que queden programadas, los agentes transmisores deben incluirlas en Programa semanal de indisponibilidades de transmisión, cumpliendo con los plazos establecidos en los incisos 3.1 y 3.2 de este procedimiento.
- 4.1.3. Las solicitudes de indisponibilidades menores son analizadas por el OS/OM, quien informará a través de su sitio de la aprobación, reprogramación o cancelación dependiendo de los resultados del análisis y de las condiciones del sistema y del mercado. El OS/OM es el responsable de velar por el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa durante la indisponibilidad.

- 4.1.4. Las solicitudes que no cumplan con los plazos establecidos deben tramitarse como indisponibilidades forzadas o no programadas y pueden ejecutarse únicamente cuando se requieran por condiciones de emergencia o mantenimientos correctivos.
- 4.1.5. Los trabajos de mantenimiento que se realicen en instalaciones que estén fuera de servicio por cualquier razón, también deben ser coordinados y aprobados por el OS/OM.

#### **4.2. Coordinación con agentes afectados por indisponibilidades menores**

- 4.2.1. En caso de que una indisponibilidad menor afecte a otros agentes, el transmisor solicitante es el responsable de la coordinación con los afectados y de reducir en la medida de lo posible el impacto sobre estos agentes. Esta coordinación debe realizarse antes de incluir la solicitud en el sitio de indisponibilidades de OS/OM.
- 4.2.2. Para esta coordinación, los agentes transmisores deben definir los plazos mínimos que requieran los otros agentes para ser informados de la afectación por indisponibilidades menores de la red de transmisión, los cuales deberá considerar a la hora de remitir la indisponibilidad.

#### **4.3. Coordinación regional**

- 4.3.1. Cuando aplique, el OS/OM es el responsable de realizar la coordinación con el Ente Operador Regional de las indisponibilidades menores, cumpliendo con lo establecido en la regulación nacional y regional.

### **5. INDISPONIBILIDADES NO PROGRAMADAS O FORZADAS DE TRANSMISIÓN**

#### **5.1. Mantenimientos correctivos no programados de transmisión**

- 5.1.1. Los agentes transmisores pueden solicitar al OS/OM autorización para realizar mantenimientos correctivos de un elemento de transmisión (mayores o menores de la RTR) cuando se presenten situaciones de riesgo para las instalaciones o para el personal, que requieran ser atendidas en un corto plazo. Estos mantenimientos por su naturaleza impredecible, no se pueden incluir en el Programa Anual, por lo que se deben incluir en la programación semanal.

5.1.2. Es responsabilidad de los agentes transmisores tramitar mantenimientos correctivos únicamente cuando no sea posible cumplir los plazos para realizarlos como programados, por existir un riesgo demostrable para las instalaciones o para el personal, lo cual deben justificar.

5.1.3. Para esto, los agentes transmisores deben enviar al OS/OM una solicitud por medio del sitio de indisponibilidades a más tardar el lunes de la semana anterior antes de las 10:00 am. Cada solicitud debe sustentarse indicando las consecuencias y posibles impactos que se prevén para el elemento o instalación en caso de que no se ejecute el mantenimiento, incluyendo:

- a) Explicación del trabajo a realizar y sus posibles afectaciones a otros equipos o agentes.
- b) Explicación detallada de la razón por la que se debe atender como mantenimiento correctivo en lugar de programado, adjuntando documentación que demuestre la urgencia de la solicitud y consecuencias de no ejecutarlo en la fecha solicitada (riesgo para la instalación, riesgo para la operación del SEN ante la pérdida forzada de instalaciones de la red, entre otros).
- c) Justificación del tiempo propuesto para la ejecución del mantenimiento.

La información anterior debe presentarse junto con la solicitud en los formatos establecidos en el sitio electrónico. Las solicitudes con información incompleta no serán tramitadas.

5.1.4. Cada solicitud es analizada por OS/OM, quien informará por medio del sitio electrónico a los agentes de su aprobación, reprogramación o cancelación, dependiendo de los resultados del análisis y de las condiciones del sistema y del mercado. En caso de ser aprobada, la solicitud se incluye en la programación semanal de indisponibilidades.

5.1.5. Una vez aprobadas las indisponibilidades por OS/OM, cuando involucren elementos de la RTR, el OS/OM realizará los trámites regionales correspondientes.

## **5.2. Mantencimientos de emergencia**

- 5.2.1. Los agentes transmisores pueden solicitar mantenimientos de emergencia al OS/OM cuando se presenten situaciones que deben ser atendidas con urgencia (dentro del mismo día) para preservar la seguridad e integridad del SEN.
- 5.2.2. Para solicitar indisponibilidades de emergencia, los agentes transmisores deben comunicarse con el OS/OM para informar de la situación. Dentro de la siguiente hora, deben enviar la solicitud de emergencia por medio del sitio de indisponibilidades del OS/OM. Cada solicitud debe sustentarse indicando las consecuencias y posibles impactos que se prevén para el elemento o instalación en caso de que no se ejecute el mantenimiento, incluyendo:
- a) Explicación del trabajo a realizar y sus posibles afectaciones a otros equipos o agentes.
  - b) Explicación detallada de la razón por la que se debe atender como mantenimiento de emergencia en lugar de programado, adjuntando documentación que demuestre la urgencia de la solicitud, y consecuencias de no ejecutarlo en la fecha solicitada (riesgo para la instalación, riesgo para la operación del SEN ante la pérdida forzada de instalaciones de la red, entre otros).
  - c) Justificación del tiempo propuesto para la ejecución del mantenimiento.
- 5.2.3. El OS/OM analizará la información presentada por el Agente Transmisor y podrá autorizar o rechazar la ejecución del mantenimiento de emergencia, cuando la situación no califique como emergencia. En este caso el OS/OM debe emitir un documento con la explicación detallada de los criterios de rechazo.
- 5.2.4. Es responsabilidad de los agentes transmisores tramitar mantenimientos de emergencia únicamente cuando exista un riesgo demostrable, impredecible e inevitable para las instalaciones o para el personal, que impida cumplir los plazos para realizarlos como mantenimientos programados o correctivos. Cualquier afectación a la seguridad operativa del SEN, asociado al mantenimiento de emergencia, es responsabilidad del agente transmisor.

### **5.3. Coordinación con agentes afectados por indisponibilidades forzadas**

5.3.1. En caso de que una indisponibilidad no programada afecte a otros agentes, el agente transmisor es el responsable de informar y coordinar con los afectados, así como de reducir en la medida de lo posible el impacto sobre estos agentes.

### **5.4. Coordinación regional**

5.4.1. El OS/OM es responsable de realizar la coordinación de las indisponibilidades no programadas con el Ente Operador Regional, cumpliendo con lo establecido en la regulación nacional y regional.

## **6. EJECUCIÓN DE INDISPONIBILIDADES**

### **6.1. Lineamientos para la ejecución de indisponibilidades**

6.1.1. Para toda indisponibilidad mayor el agente transmisor debe enviar al OS/OM por correo y subir al sitio electrónico de indisponibilidades el protocolo de maniobras en el plazo que el OS/OM establezca y comunique oportunamente previo a la ejecución de la indisponibilidad.

6.1.2. En ninguna circunstancia los agentes transmisores pueden ejecutar indisponibilidades que no estén aprobadas por el OS/OM.

6.1.3. En ninguna circunstancia se puede iniciar una indisponibilidad antes de la hora autorizada. Si se presentan atrasos en el inicio de la indisponibilidad o en caso de no poder ejecutarla, el responsable de la indisponibilidad debe informar al OS/OM las razones.

6.1.4. Las maniobras de apertura y cierre, así como la coordinación y comunicación con el OS/OM se realizarán según el protocolo establecido por OS/OM para este fin.

6.1.5. Para cada indisponibilidad, el agente transmisor debe designar un coordinador que será el responsable de la comunicación con OS/OM de acuerdo con los protocolos que se establezcan para estos efectos por parte del OS/OM.

6.1.6. Cuando el OS/OM lo considere necesario, realizará auditorías durante la ejecución de las indisponibilidades, para verificar el cumplimiento de los protocolos aplicables. En caso de incumplimientos informará oficialmente al

agente transmisor de las irregularidades observadas y solicitará las medidas correctivas pertinentes. En caso de reincidir en los incumplimientos, el OS/OM informará a la Aresep.

- 6.1.7. Únicamente el agente transmisor responsable de la instalación intervenida puede solicitar al OS/OM la desconexión y reconexión de los equipos.
- 6.1.8. Al finalizar las indisponibilidades, el agente transmisor debe verificar el correcto funcionamiento de los equipos intervenidos e informar al OS/OM la hora oficial de conclusión de la indisponibilidad.
- 6.1.9. La entrada de nuevas instalaciones debe cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en la regulación nacional y regional, el procedimiento para establecer las conexiones al SEN, así como lo establecido en el Anexo 1 de este procedimiento.
- 6.1.10. Es responsabilidad del agente transmisor revisar, asegurar y comunicar que los equipos e instalaciones intervenidas se entregan en condiciones óptimas para la operación al finalizar la indisponibilidad.
- 6.1.11. Todo atraso en la hora de finalización de las indisponibilidades programadas se considerará como una indisponibilidad forzada.

## 7. CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN

7.1. De acuerdo con su origen se clasifican en:

m) Tipo de indisponibilidad		n) Origen
o) Indirectas	p) Forzada	q) Por falla de un componente ajeno a la unidad o planta de generación.
	r) Programada	s) Eventos programados ajenos a la unidad o planta de generación.
t) Propias	u) Forzada	v) Por falla o restricción operativa la unidad o planta de generación.
	w) Programada	x) Por eventos programados propios de la unidad o planta de generación.

Son “indisponibilidades indirectas” aquellas que se dan como consecuencia de eventos indirectos y son “indisponibilidades propias” aquellas que se dan en la propia unidad o planta de generación.

## **7.2. De acuerdo con su plazo de programación se clasifican en:**

### **7.2.1. Indisponibilidad no programada o forzada de una unidad de generación:**

Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad como consecuencia de condiciones de emergencia, asociadas con la falla de algún componente o equipo de la unidad de generación, o por error humano, que provoca que la unidad salga de operación o sea incapaz de interconectarse y operar en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional. Las indisponibilidades no programadas pueden darse por necesidad de realizar mantenimientos correctivos o de emergencia, o por fallas:

- **Mantenimiento correctivo o de emergencia:** Son aquellos mantenimientos que se pueden presentar diariamente durante la operación en tiempo real y que deben ser atendidos con urgencia para preservar la seguridad e integridad de la unidad de generación.

### **7.2.2. Indisponibilidad programada de una unidad de generación:** Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a actividades de mantenimiento debidamente calendarizado y notificado al Operador del Sistema.

## **8. INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN**

### **8.1. Programa anual de indisponibilidades de generación**

8.1.1. Cada año durante los primeros 15 días naturales de setiembre, los agentes generadores deben enviar al OS/OM el Programa Anual de Indisponibilidades, en el formato que se ubica en el sitio web del OS/OM. En este programa se deben incluir las indisponibilidades de cada unidad generadora, así como de elementos de transmisión o distribución que interconecten la planta al SEN, cuando aplique y servicios auxiliares que estarán indisponibles.

8.1.2. Las plantas de generación que estén conformadas por varias unidades menores a 1 MW deben reportar indisponibilidades únicamente cuando la potencia a indisponer sea mayor a 5 MW.

8.1.3. Una vez que se cuente con la información completa el OS/OM analiza y aprueba el Programa Anual de Indisponibilidades de Generación del SEN y lo pone a disposición de los agentes en los primeros 15 días hábiles del mes de noviembre.

8.1.4. El OS/OM puede modificar el Programa Anual de Indisponibilidades de Generación cuando se presenten condiciones del sistema o del mercado que ameriten realizar ajustes y para esto coordina con los agentes generadores.

## **8.2. Actualización mensual del Programa de Indisponibilidades de Generación**

8.2.1. El OS/OM da seguimiento al Programa Anual de Indisponibilidades y coordinará con los generadores cualquier modificación a dicho programa para el mes siguiente

8.2.2. En caso de indisponibilidades de generación adicionales que se requiera ejecutar, que no hayan sido incluidas en el Programa Anual, el agente generador debe enviar una solicitud al OS/OM a través del sitio electrónico de indisponibilidades, cumpliendo con los siguientes plazos según sea el caso:

8.2.2.1. Generadores mayores o iguales a 5 MW:

- a. Los cambios al Programa Anual de Indisponibilidades (reprogramaciones) deben ser solicitados con al menos 22 días naturales de anticipación.
- b. Las indisponibilidades mayores a 24 horas deben ser solicitadas con al menos 15 días naturales de anticipación.
- c. Las indisponibilidades con duración mayor a 4 horas y menor o igual a 24 horas deben ser solicitadas con al menos 10 días naturales de anticipación.
- d. Las indisponibilidades menores o iguales a 4 horas deben solicitarse con al menos 5 días naturales de anticipación.

8.2.2.2. Generadores menores a 5 MW:

- a. Las indisponibilidades de plantas menores a 5 MW deben solicitarse con al menos 5 días de anticipación.



8.2.3. Cada solicitud debe sustentarse indicando las consecuencias y posibles impactos que se prevén para el elemento o instalación en caso de que no se ejecute el mantenimiento, incluyendo:

- a) Explicación del trabajo a realizar, razón por la cual no se incluyó en el Programa Anual y sus posibles afectaciones a otros equipos o agentes.
- b) Consecuencias de no ejecutar la indisponibilidad en la fecha solicitada (riesgo para la instalación, riesgo para la operación del SEN ante la pérdida forzada de instalaciones del sistema, entre otros).
- c) Si aplica, razón por la que se solicita extensión del plazo para la conclusión del mantenimiento o la reprogramación.
- d) Indicar si se requieren indisponibilidades de elementos de transmisión o distribución que interconectan la planta al SEN, así como cualquier maniobra requerida y la confirmación de que se coordinó con el agente transmisor o distribuidor respectivo, cuando aplique.
- e) Indicar cuáles servicios auxiliares se indisponen.

8.2.4. El OS/OM analizará las solicitudes adicionales recibidas e informará por medio del sitio electrónico de indisponibilidades de su aprobación, reprogramación o cancelación dependiendo de los resultados del análisis y de las condiciones del sistema y del mercado.

El agente generador debe coordinar con el agente transmisor o distribuidor respectivo cuando se requieran indisponibilidades de elementos de transmisión o distribución que interconectan una planta al SEN, así como cualquier maniobra requerida.

### **8.3. Solicitud de mantenimientos de emergencia**

8.3.1. Los agentes generadores pueden solicitar autorización al OS/OM para realizar mantenimientos de emergencia cuando se presenten situaciones de riesgo para las instalaciones o para el personal, que requieran una desconexión inmediata o en el menor tiempo posible de un generador.

8.3.2. Para solicitar mantenimientos de emergencia, los agentes generadores deben comunicarse con el OS/OM para informar de la situación. A más tardar dentro de la hora siguiente a la comunicación, deberán enviar una solicitud de mantenimiento de emergencia por medio del sitio de indisponibilidades del

OS/OM, en la que se indique todos los detalles relacionados con la indisponibilidad. La solicitud debe contener la información mínima que OS/OM establezca, incluyendo:

- a) Explicación del trabajo a realizar, razón por la que no se puede programar y sus posibles afectaciones a otros equipos o agentes.
- b) Indicar si se requieren indisponibilidades de elementos de transmisión o distribución que interconectan la planta al SEN.
- c) Indicar cuáles servicios auxiliares se indisponen.

#### **8.4. Ejecución de indisponibilidades de generación**

- 8.4.1. En ninguna circunstancia los agentes generadores pueden ejecutar indisponibilidades que no estén aprobadas por el OS/OM.
- 8.4.2. Al finalizar las indisponibilidades, el generador debe verificar el correcto funcionamiento de los equipos intervenidos, informar al OS/OM la hora oficial de conclusión de la indisponibilidad y enviar la declaración actualizada de servicios auxiliares en un plazo máximo de 1 hora después de la finalización, en los formatos que el OS/OM establezca, con el fin de declarar disponible el servicio auxiliar
- 8.4.3. La entrada de nuevas instalaciones debe cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en la regulación nacional y regional, en el *Procedimiento para establecer las conexiones al SEN* y lo establecido en el Anexo 1.
- 8.4.4. Todo atraso en la hora de finalización de las indisponibilidades programadas se considera como indisponibilidad no programada, a menos que la reprogramación se solicite con los plazos establecidos en el artículo 8.2.
- 8.4.5. El agente generador es responsable de coordinar previamente con el agente transmisor o distribuidor respectivo cuando se requieran indisponibilidades de elementos de transmisión o distribución que interconectan una planta al SEN, así como cualquier maniobra requerida. El agente transmisor debe realizar las maniobras requeridas, previa coordinación con OS/OM.
- 8.4.6. El agente generador únicamente puede solicitar indisponibilidades de equipos que estén bajo su responsabilidad, ya sea la planta o el punto de conexión a su cargo.

## **9. INDISPONIBILIDADES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

9.1.1. Los agentes distribuidores únicamente deben coordinar con OS/OM indisponibilidades de la red de distribución cuando:

- a. Se afecta el esquema de desconexión automático de cargas por baja frecuencia EDACBF (o algún otro esquema de protección similar que se implemente en el futuro). Para esto se debe cumplir con lo siguiente:
  - En caso de indisponibilidades programadas, es obligación de los agentes distribuidores realizar la coordinación con al menos 3 días hábiles de antelación con el OS/OM, por el medio y formatos establecidos en la página web del OS/OM.
  - En los casos de indisponibilidades por emergencia o fallas, deben enviar al OS/OM la información sobre la indisponibilidad, indicando la hora de inicio y la hora de finalización de la intervención, tan pronto sea posible y a más tardar 24 horas después de finalizada la indisponibilidad.
- b. Se afecta generación propia o de un tercero conectada en dichas redes, con excepción de los generadores distribuidos. Para esto se debe cumplir con lo siguiente:
  - La coordinación se debe realizar cumpliendo los plazos establecidos en este procedimiento, así como los protocolos e instructivos establecidos por el OS/OM para coordinación entre agentes, cuando aplique.

## **10. COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE SERVICIOS AUXILIARES**

En esta sección se establece el procedimiento a seguir cuando se requiere indisponer un servicio auxiliar, pero sin que sea necesaria la indisponibilidad del generador. También se establece el procedimiento a seguir cuando se realizan intervenciones en circuitos de distribución que forman parte del esquema de desconexión automática de carga, en las que se reduzca la cantidad de carga que sería desconectada ante activación de dicho esquema, así como indisponibilidades del servicio de demanda interrumpible.

Los servicios auxiliares del SEN son:

Control de frecuencia e intercambios de energía:

- Regulación primaria
- Regulación secundaria
- Regulación terciaria

Control de tensión  
Arranque en negro  
Demanda interrumpible  
Desconexión de cargas

### **10.1. Indisponibilidades programadas:**

- 10.1.1. Cuando un agente requiera intervenir equipos o sistemas que afecten su capacidad para brindar servicios auxiliares debe ingresar una solicitud de indisponibilidad del servicio auxiliar en el sitio del OS/OM con al menos 5 días naturales de antelación.
- 10.1.2. El OS/OM analizará las solicitudes adicionales recibidas e informará por medio del sitio electrónico de indisponibilidades de su aprobación, reprogramación o cancelación dependiendo de los resultados del análisis y de las condiciones del sistema y del mercado.
- 10.1.3. Al finalizar las indisponibilidades, el agente debe verificar el correcto funcionamiento de los equipos intervenidos, informar al OS/OM de la hora oficial de conclusión de la indisponibilidad y enviar la declaración actualizada de servicios auxiliares en un plazo máximo de 1 hora después de la finalización, en los formatos que el OS/OM establezca, con el fin de declarar disponible el servicio auxiliar.

### **10.2. Solicitud de indisponibilidades de emergencia**

- 10.2.1. Los agentes pueden solicitar autorización al OS/OM para realizar intervenciones de emergencia cuando se presenten situaciones de riesgo para las instalaciones o para el personal, que requieran una indisponibilidad inmediata o en el menor tiempo posible de los servicios auxiliares.
- 10.2.2. Para solicitar indisponibilidades de emergencia de servicios auxiliares, los agentes deben comunicarse con el OS/OM para informar de la situación. A más tardar, dentro de la siguiente hora, deberán enviar una solicitud de indisponibilidad por emergencia, por medio del sitio de indisponibilidades del OS/OM, en la que se indiquen todos los detalles relacionados con la indisponibilidad.
- 10.2.3. Al finalizar las indisponibilidades, el agente debe verificar el correcto funcionamiento de los equipos intervenidos, informar al OS/OM de la hora oficial de conclusión de la indisponibilidad y enviar la declaración actualizada

de servicios auxiliares en un plazo máximo de 1 hora después de la finalización, en los formatos que el OS/OM establezca, con el fin de declarar disponible el servicio auxiliar.

## **11. COORDINACIÓN E INDICADORES**

### **11.1. Coordinación de indisponibilidades**

11.1.1. El OS/OM es responsable de la planificación óptima de las indisponibilidades de generación y transmisión, de manera que se minimice el impacto en la operación del SEN.

11.1.2. El OS/OM publicará en su página web instructivos específicos para la coordinación de indisponibilidades cuando intervienen varios agentes.

11.1.3. Todos los protocolos, formatos e instructivos que se indican en el presente procedimiento serán publicados por el OS/OM en su sitio web.

### **11.2. Cálculo de indicadores de disponibilidad**

11.2.1. El OS/OM debe preparar los indicadores de disponibilidad de elementos de transmisión y generación, de acuerdo con lo que establece la normativa vigente, por lo que es responsabilidad de los agentes transmisores y generadores informar sin excepción del inicio y finalización de las indisponibilidades programadas y forzadas, indicando las horas oficiales, las cuales serán verificadas por el OS/OM. A la vez, deben suministrar la información que OS/OM solicite para realizar la verificación de los cálculos de estos indicadores.

11.2.2. Todo atraso en la ejecución de indisponibilidades programadas se considera indisponibilidad forzada para efectos del cálculo de indicadores, a menos que la reprogramación se solicite cumpliendo con los plazos y especificaciones establecidos en este procedimiento.

## **12. INCUMPLIMIENTOS**

En caso de presentarse incumplimientos de los Agentes con lo establecido en este procedimiento, el OS/OM deberá informar a la Aresep, aportando la información necesaria para que esta entidad tome las medidas que corresponda.

## **TRANSITORIO I**

El OS/OM tendrá un plazo de 120 días naturales, contados a partir de la vigencia de este procedimiento, para desarrollar las aplicaciones y formatos necesarios para dar cumplimiento a este procedimiento.

### **Anexo 1: Información mínima a incluir en las solicitudes de indisponibilidad y entrada de nuevas instalaciones**

A continuación, se especifican los requisitos mínimos de información que debe contener una solicitud de indisponibilidad. En caso de que una solicitud no cumpla con estos requisitos, la misma será rechazada.

1. La redacción de la solicitud debe ser en español, clara y ordenada.
2. Explicación del trabajo a realizar y sus posibles afectaciones a otros equipos o agentes.
3. Las solicitudes de transmisión deben indicar el nombre y teléfonos de un único responsable de la indisponibilidad, quien será el encargado de la comunicación oficial con el OS/OM desde el inicio y hasta la finalización de los trabajos.
4. La solicitud debe indicar claramente el estado final del equipo. Por ejemplo, se debe indicar si el elemento queda indisponible, por reserva o con alguna restricción de operación.
5. Si la indisponibilidad de transmisión requiere un respaldo de circuitos de distribución debe indicar a qué subestaciones serán trasladadas las cargas y la generación conectadas en esos circuitos.
6. Si la indisponibilidad de transmisión es para realizar cambio de transformadores de medición (corriente o potencial) debe indicar la relación de transformación anterior y la nueva.
7. Debe indicar si hay afectación de enlaces de fibra óptica.
8. En caso de que exista afectación de enlaces de comunicaciones del OS/OM, el agente debe coordinar previamente con el área de comunicaciones del OS/OM e indicar en la solicitud de indisponibilidad el nombre de la persona que autorizó la intervención.

9. Debe indicar todos los equipos de trabajo que van a participar durante la indisponibilidad.
10. Debe indicar si la indisponibilidad afecta a terceros (distribuidoras, generadores privados, generación ICE, etc.) y con quién se realizó la coordinación para informar de los trabajos y reducir los impactos.
11. Para la entrada de nuevas instalaciones (plantas, líneas, subestaciones, transformadores reductores, etc.) el lunes de la semana anterior a dicha entrada, el Transmisor debe enviar al OS/OM lo siguiente:
  - a) Nota de aceptación de la conexión de la nueva obra a su red de transmisión.
  - b) Aceptación de pruebas de telemetría y telecontrol de OS/OM.
  - c) Aceptación y formulario de registro de la medición comercial de OS/OM debidamente lleno.

En caso de no presentar esta información el lunes de la semana anterior, la conexión de la nueva instalación se debe posponer una semana.

12. La nota de aceptación de la conexión de la nueva obra a la red de transmisión debe incluir como mínimo lo siguiente:
  - a) Confirmación de que fueron realizadas con éxito todas las pruebas para la conexión de la nueva obra.
  - b) Aceptación del diseño técnico de detalle.
  - c) Aceptación de la conexión de la nueva obra a la red de transmisión.
  - d) Para el caso de las líneas de transmisión relacionadas con la nueva obra:
    - i. Parámetros eléctricos de la línea de transmisión.
    - ii. Longitud en km.

- iii. Capacidad térmica continua (diurna y nocturna).
- iv. Capacidad térmica temporal a 10 minutos (diurna y nocturna).
- v. Ajuste de protecciones de sobrecarga en ambos extremos.
- vi. Relación de los transformadores de corriente en ambos extremos.

e) Para el caso de transformadores o autotransformadores:

- i. Fotografía legible de la placa.
- ii. Ajuste de protecciones de sobrecarga en ambos extremos.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 17 de noviembre de 2022, lo señalado en el oficio OF-1317-IE-2023 del 22 de diciembre de 2023 que acogió el informe IN-0283-IE-2023 del 18 de diciembre de 2023.
- IV. Comunicar el informe de posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 17 de noviembre del 2022 por la Dirección General de Atención al Usuario y notificar la presente resolución en un solo acto, lo señalado en el oficio OF-1317-IE-2023 del 22 diciembre de 2023 que acogió el informe IN-0283-IE-2023 del 18 de diciembre de 2023.
- V. Solicitar al Regulador General, que sobre la base del artículo 28 del reglamento técnico AR-RT-SASEN "*Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional*" dictada mediante el acuerdo 07-52-2019, de la sesión ordinaria 52-2019, del 26 de noviembre de 2019, que dispone que los procedimientos técnicos asociados a los temas ahí estipulados, será aprobados por el Regulador General, que en el futuro proceda a dictar las modificaciones al presente procedimiento.



**VI.** Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

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 puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

### **PUBLÍQUESE, NOTIFÍQUESE y COMUNÍQUESE**

Ana Lorena León Marengo, Presidenta ad hoc de la Junta Directiva.—Marcela Vega Miranda, Secretaria a. í. de la Junta Directiva.—1 vez.—Solicitud N° 528807.—( IN2024885717 ).

Recuperado de: [https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2024/08/20/ALCA142\\_20\\_08\\_2024.pdf](https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2024/08/20/ALCA142_20_08_2024.pdf)