

Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica

145 años

ALCANCE Nº 224 A LA GACETA Nº 211



Benemérita
Imprenta Nacional
Costa Rica

JORGE
EMILIO
CASTRO
FONSECA
(FIRMA)

Firmado
digitalmente por
JORGE EMILIO
CASTRO
FONSECA (FIRMA)
Fecha: 2023.11.14
15:22:35 -06'00'

Año CXLV

San José, Costa Rica, martes 14 de noviembre del 2023

154 páginas

PODER EJECUTIVO RESOLUCIONES

DOCUMENTOS VARIOS TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL

REGLAMENTOS CAJA COSTARRICENSE DE SEGURO SOCIAL MUNICIPALIDADES

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

NOTIFICACIONES MUNICIPALIDAES

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

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIO PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RE-0101-JD-2023

ESCAZÚ, A LAS ONCE HORAS Y CUARENTA MINUTOS DEL TREINTA Y UNO DE OCTUBRE DE DOS MIL VEINTITRÉS

APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS 1, 2, 3 Y 4 PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN), EN CUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN EL POR TANTO VII DE LA RESOLUCIÓN DE JUNTA DIRECTIVA RE-0147-JD-2022

EXPEDIENTE N° OT-048-2021

RESULTANDO:

- I.** Que el 29 de mayo de 2013, se publica en el Alcance Digital N° 98 a La Gaceta N°102 la resolución RJD-036-2013 mediante la cual se aprobó el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central” (en adelante denominado Reglamento de Armonización)
- II.** Que el 18 de febrero de 2014, se publica en La Gaceta N°34 la resolución RJD-006-2014 mediante la cual se 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” (en adelante denominado Reglamento de Detalle)
- III.** Que el 8 de abril de 2014, se publica en el Alcance Digital N°12 a la Gaceta N°69 la aprobación de la norma técnica “Planeamiento, operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”(en adelante denominado AR-NT-POASEN)
- IV.** Que el 5 de mayo de 2014, mediante el oficio 0557-IE-2014 la Intendencia de Energía (IE) solicita al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) remitir un plan para la implementación del Reglamento de Armonización, el Reglamento de Detalle y de la norma técnica AR-NT-POASEN. (Folio 3 del expediente OT-133-2014)
- V.** Que el 20 de mayo de 2014, mediante el oficio 0810-364-2014 el CENCE remite el cronograma de trabajo en el cual se aprecia la fecha en que remitirá a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) los procedimientos establecidos en Reglamento de Armonización y el Reglamento de Detalle. (Folio 14 del expediente OT-133-2014)
- VI.** Que el 3 de junio de 2014, mediante el oficio 0060-126-2014, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) informa a la Autoridad Reguladora que se acordó confirmar la designación del CENCE como Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica. (Folio 13 del expediente OT-133-2014)

- VII.** Que el 4 de junio de 2014, mediante el oficio 0810-397-2014 el CENCE indica que debido a la realización de una consulta previa a los Agentes del MEN, la entrega de los procedimientos a Aresep se desplazará 1 mes calendario respecto al cronograma de trabajo remitido mediante oficio 080-364-2014, (Folio 43 del expediente OT-133-2014)
- VIII.** Que el 29 de julio de 2014, mediante el oficio 0977-IE-2014 la IE remite al CENCE la lista de procedimientos que debe realizar en cumplimiento de las reglamentaciones y normativas nacionales. (Folio 61 del expediente OT-133-2014)
- IX.** Que el 31 de julio de 2014, mediante oficio 0810-364-20141 el CENCE remite a la IE el “Procedimiento para la Coordinación de Racionamiento” y solicita una prórroga de 15 días, en relación con el cronograma acordado, para la entrega de la “Norma de Seguridad Operativa”. (Folio 80 del expediente OT-133-2014)
- X.** Que el 8 de agosto de 2014, mediante el oficio 1057-IE-2014 la IE acoge la solicitud de ampliación de plazo para la entrega de la norma de seguridad operativa e indica que se debe entregar a más tardar el 18 de agosto de 2014. (Folio 75 del expediente OT-133-2014)
- XI.** Que el 14 de agosto de 2014, mediante la resolución RJD-080-2014 se prorroga hasta por 6 meses el plazo establecido en el artículo 142 del Reglamento de Detalle y hasta por 1 mes el plazo el establecido en el artículo 150 del mismo reglamento, (Folio 99 del expediente OT-133-2014)
- XII.** Que el 7 de octubre de 2014, mediante el oficio 0810-727-2014), el CENCE remite aclaraciones en relación con el “Procedimiento para el trámite de indisponibilidades mayores” y “Procedimiento de habilitación de los enlaces telecontrol SCADA/EMS”, así mismo remite el procedimiento “Proceso de Consulta del CENCE a los Agentes del MEN”, (Folio 130 del expediente OT-133-2014)
- XIII.** Que el 20 de octubre de 2014, mediante oficio 1407-IE-2014, la IE da por aprobado el documento “Proceso de Consulta del CENCE a los Agentes del MEN”, y solicita al CENCE indicar la fecha estimada para remisión del “Procedimiento para Trámite de Indisponibilidades Mayores” y el “Procedimiento de Planeamiento Operativo, despacho y operación del SEN”, con la indicación de que deben presentarse en lo que resta del 2014. (Folio 132 del expediente OT-133-2014)
- XIV.** Que el 20 de mayo de 2015, mediante el oficio 881-IE-2015 la IE remite nuevamente al CENCE el listado de los procedimientos que debe entregar con el

¹ Consta en expediente OT-133-2014, a folios 14 y 80, dos oficios del CENCE con fechas de emisión y contenido distinto pero igual numeración 810-364-2015.

estado a la fecha. Así mismo resalta que los plazos de entrega establecidos en la resolución RJD-080-2014 se encuentran vencidos. (Folio 282 del expediente OT-133-2014)

- XV.** Que el 21 de mayo de 2015 mediante oficio 810-384-2015 del 21 de mayo de 2015 y el 29 de mayo de 2015 mediante oficio 0810-412-2015 el CENCE remite a la IE un total de 5 procedimientos y una tabla con el listado de procedimientos y el estado a la fecha de estos (Folios 193 y 145 del expediente OT-133-2014)
- XVI.** Que el 9 de junio de 2015 mediante el oficio 994-IE-2015 la IE remite estado de los procedimientos al CENCE y señala los retrasos en las fechas de entrega de estos. Así mismo solicita aclaraciones con respecto al listado de procedimientos. (Folio 295 del expediente OT-133-2014)
- XVII.** Que el 17 de junio de 2015, mediante oficio 810-471-2015 el CENCE da respuesta a oficio 994-IE-2015 y realiza las aclaraciones solicitadas. (Folio 279 el expediente OT-133-2014)
- XVIII.** Que el 28 de marzo de 2016, mediante el oficio 405-IE-2016 la IE comunica al CENCE la remisión de los procedimientos, enviando mediante el correo del 25 de febrero de 2016 para atención de las observaciones vistas en las reuniones sostenidas. (Folios 509 a 510 del expediente OT-133-2014)
- XIX.** Que el 14 de junio de 2016, mediante la nota 0810-451-2016 el CENCE remite a la Aresep la versión ajustada de los procedimientos: “Aceptación Uso y Supervisión de Sistema de Medición Comercial-SIMEC” y “Coordinación de indisponibilidades de elementos de transmisión y generación del SEN. Así mismo remite un cronograma para la entrega de los procedimientos faltantes. (Folios 511 a 513 del expediente OT-133-2014)
- XX.** Que el jueves 30 de junio de 2016, mediante la nota 0810-496-2016 el CENCE remite a la IE la versión ajustada de los procedimientos: “Reporte de eventos del SEN al EOR”, “Criterios de Seguridad para la planificación, diseño y Operación del SEN”, “Requisitos mínimos de protecciones eléctricas de plantas generadoras que se conectan al SEN” y “Procedimiento para establecer las conexiones al SEN”. (Folio 964 del expediente OT-133-2014)
- XXI.** Que el 4 de julio de 2016, mediante el oficio 877-IE-2016 la IE da por recibidos los procedimientos entregados mediante las notas 810-451-2016 y 810-496-2016 del CENCE. (Folios 534 a 535 del expediente OT-133-2014)
- XXII.** Que el 19 de julio de 2016, mediante el oficio 810-569-2016 el CENCE remitió el procedimiento “Enlaces de telecontrol SCADA/EMS del CENCE”. (Folios 536 a 546 del expediente OT-133-2014)

- XXIII.** Que el 31 de agosto de 2016 mediante la nota 0810-690-2016 el CENCE remite a la IE la versión ajustada del procedimiento “Integración al SEN de plantas de generación con fuentes renovables variables”. (Folios 556 al 558 del expediente OT-133-2014)
- XXIV.** Que el 20 de setiembre de 2016 mediante la nota 0810-710-2016 el CENCE remite a la IE la versión final del procedimiento “Planeamiento Operativo y Operación del SEN”. (Folio 965 del expediente OT-133-2014)
- XXV.** Que el 4 de noviembre de 2016, mediante el correo electrónico de la IE se remite al Despacho del Regulador el borrador de los 10 procedimientos considerando las observaciones de los interesados (distribuidoras y grandes consumidores) los cuales fueron consultados por el CENCE así como las observaciones del equipo técnico de la IE. (Folio 963 del expediente OT-133-2014)
- XXVI.** Que el 1 de febrero de 2018, mediante el oficio 0098-IE-2018 la IE remite al Regulador General los procedimientos enviados por CENCE y de la atención a las observaciones de los interesados (Folios 730 a 738 del expediente OT-133-2014)
- XXVII.** Que el 22 de agosto de 2018, mediante el oficio OF-0762-RG-2018 el Regulador General (RG) solicita a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) emitir criterio legal sobre la instancia institucional competente para la aprobación de los procedimientos del detallados en el Reglamento de Detalle. (Folios 966 a 967 del expediente OT-133-2014)
- XXVIII.** Que el 7 de setiembre de 2018, mediante el oficio OF-1081-DGAJR-2018, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre la aprobación de los procedimientos del CENCE en atención al oficio OF-0762-RG-2018 indicando entre otras cosas que: *“de previo a la emisión de disposiciones generales, dentro de las que se incluye el tipo de procedimientos regulatorios en análisis, para efectos de participación de los interesados debe conferirse consulta pública concediéndose un plazo de 10 días para tales efectos”* y que *“Corresponde a la Junta Directiva, aprobar los procedimientos establecidos en el artículo 150 del “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”* (Folios 968 a 978 del expediente OT-133-2014)
- XXIX.** Que el 7 de octubre de 2019, se remite al Intendente de Energía el informe IN-0101-IE-2019 el cual contiene el análisis de los procedimientos técnicos propuestos por el CENCE. (Folios 979 del expediente OT-133-2014)

- XXX.** Que el 8 de octubre de 2019, la IE, mediante el oficio OF-1199-IE-2019, solicita la convocatoria a Consulta Pública sobre “Los procedimientos técnicos para estandarización y transparencia de la información y requisitos técnicos que deben cumplir los agentes del mercado eléctrico nacional (MEN).” (Folios 02 al 04 del expediente OT-702-2019)
- XXXI.** Que el 15 de octubre de 2019 se publica en los diarios La Teja y La Extra, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias en la consulta pública convocada. (Folios 11 al 12 del expediente OT-702-2019).
- XXXII.** Que el 16 de octubre de 2019, se publica en La Gaceta N°196, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la consulta pública convocada con fecha máxima para recibir las gestiones hasta el 4 de noviembre de 2019. (Folios 11 al 12 del expediente OT-702-2019)
- XXXIII.** Que el 8 de junio de 2020, mediante oficio OF-560-IE-2020 se remite al Intendente de Energía el informe de análisis y respuestas a las posiciones recibidas en la consulta pública, así como los procedimientos con los ajustes derivados de la consulta pública. (Folios 27 a 62 del expediente OT-702-2019)
- XXXIV.** Que el 9 de junio de 2020, la IE mediante oficio OF-0562-IE-2020 remite al Regulador General el informe del oficio OF-560-IE-2020 y adjuntos los procedimientos en su versión final para su aprobación. (Folios 980 a 982 del expediente OT-133-2014)
- XXXV.** Que el 23 de junio de 2020, mediante oficio OF-536-RG-2020 el Regulador General remite a la Secretaría de Junta Directiva el oficio OF-0562-IE-2020 el cual contiene adjunto el informe del oficio OF-0560-IE-2020 y adjunto los procedimientos en su versión final para someter a aprobación por parte de la Junta Directiva. (Folios 62 a 63 del expediente OT-702-2019)
- XXXVI.** Que el 24 de junio de 2020, mediante el oficio OF-538-RG-2020 el Regulador General remite a la Secretaría de Junta Directiva (SJD) para su valoración los oficio OF-560-IE-20202, OF-562-IE-2020 y proyecto de resolución denominada “APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)”. (Folios 983 del expediente OT-133-2014).
- XXXVII.** Que el 6 de julio de 2020 la IE, mediante el informe IN-0117-IE-2020, remite al Regulador General criterio técnico con respecto a la propuesta de los procedimientos del OS/OM para el SEN y el borrador de resolución correspondiente con adjunto los procedimientos en su versión final para someter a aprobación por parte de la Junta Directiva (folios 64 al 66 del expediente OT-702-2019, consta a folio 984 del OT-133-2014 la remisión directa).

- XXXVIII.** Que el 23 de julio de 2020, mediante el memorando ME-0229-SJD-2020, la Secretaría de Junta Directiva (SJD) remite a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) los oficios OF-0538-RG-2020, OF-0536-RG-2020, OF-0562-IE-2020, OF-0560-IE-2020 y los documentos adjuntos a estos, sobre los procedimientos técnicos relacionados con la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). (Folios 986 del expediente OT-133-2014).
- XXXIX.** Que el 29 de julio de 2020, mediante el oficio OF-0793-DGAJR-2020 la DGAJR remite a la SJD el informe Se remite adjunto proyecto de resolución denominada “APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)” con observaciones. (Folios 987 a 988 del expediente OT-133-2014).
- XL.** Que el 29 de julio de 2020, mediante el memorando ME-0236-SJD-2020 la SJD remite a la IE oficio OF-0793-DGAJR-2020 a efecto de que se valoren las observaciones realizadas por la DGAJR a la propuesta de resolución de los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). (Folios 989 del expediente OT-133-2014).
- XLI.** Que el 3 de agosto de 2020, mediante oficio OF-836-IE-2020 la Intendencia de Energía amplía las recomendaciones del informe IN-117-IE-2020. (Folios 67 y 68 del expediente OT-702-IE-2019)
- XLII.** Que el 3 de agosto de 2020 mediante oficio OF-696-RG-2020 el Regulador General traslada a la SJD el oficio OF-836-IE-2020 (Folios 990 del expediente OT-133-2014).
- XLIII.** Que el 25 de noviembre de 2020, mediante oficio OF-0787-SJD-2020 se comunica a la IE, el acuerdo 03-91-2020 de fecha 5 de noviembre y ratificada el 17 de noviembre de 2020, referente a la sesión extraordinaria N° 91-2020, en el cual la Junta Directiva acuerda *“Agradecer la presentación de la Intendencia de Energía, en relación con los procedimientos del CENCE, en torno a la Coordinación del Racionamientos de Energía Eléctrica, en el entendido de que se incorporarán las observaciones formuladas por los miembros de la Junta Directiva y se quedaría a la espera de la resolución final, una vez finalizado la etapa de exposiciones de los citados procedimientos”*. (Folios 991 del expediente OT-133-2014).
- XLIV.** Que el 25 de noviembre de 2020, mediante oficio OF-0788-SJD-2020 se comunica a la IE, el acuerdo 04-91-2020 de fecha 5 de noviembre y ratificada el 17 de noviembre de 2020, referente a la sesión extraordinaria N° 91-2020, en el cual la Junta Directiva acuerda *“Agradecer la presentación de la Intendencia de Energía, en relación con los procedimientos del CENCE, en torno a la Coordinación indisponibilidades de elementos de transmisión y generación del SEN, en el entendido de que se dieron las aclaraciones del caso y se quedaría a la espera de la resolución final, una vez finalizado la etapa de exposiciones de los citados procedimientos”*. (Folios 992 del expediente OT-133-2014).

- XLV.** Que el 25 de noviembre de 2020, mediante oficio OF-0795-SJD-2020 se comunica a la IE, el acuerdo 12-95-2020 de fecha 19 de noviembre y ratificada el 24 de noviembre de 2020, referente a la sesión extraordinaria N° 95-2020, en el cual la Junta Directiva acuerda *“Dar por recibida la presentación de la Intendencia de Energía, en relación a los procedimientos del Centro Nacional de Control de Energía CENCE, relacionada con los criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional SEN, en el entendido de que se incorporarán las observaciones formuladas en esta oportunidad por los miembros de la Junta Directiva y se quedaría a la espera de la resolución final, una vez finalizado la etapa de exposiciones de los citados procedimientos”* (Folios 993 del expediente OT-133-2014).
- XLVI.** Que el 25 de noviembre de 2020, mediante oficio OF-0796-SJD-2020 se comunica a la IE, el acuerdo 13-95-2020 de fecha 19 de noviembre y ratificada el 24 de noviembre de 2020, referente a la sesión extraordinaria N° 95-2020, en el cual la Junta Directiva acuerda *“Dar por recibida la presentación de la Intendencia de Energía y visto bueno, en relación con los de procedimientos del Centro Nacional de Control de Energía CENCE, relacionada con Integración al Sistema Eléctrico Nacional SEN de plantas de generación con fuentes renovables variables, en el entendido de que se incorporarán las observaciones formuladas en esta oportunidad por los miembros de la Junta Directiva y se quedaría a la espera de la resolución final, una vez finalizado la etapa de exposiciones de los citados procedimientos”*. (Folios 994 del expediente OT-133-2014).
- XLVII.** Que el 14 de diciembre de 2020, mediante oficio OF-1325-IE-2020 la IE, remite a la Junta Directiva el informe el cuál se contienen los procedimientos relacionado con coordinación del racionamiento, coordinación de indisponibilidades del SEN, criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN, integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento, requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento y sus anexos, implementación de enlaces de telecontrol, procedimiento para establecer las conexiones al SEN, procedimiento Planeamiento operativo y operación del SEN, procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC), reporte de eventos del SEN, ajustados con las observaciones de los miembros de la Junta Directiva, cuyos cambios fueron presentados el 10 de diciembre de 2020 ante la Junta Directiva. (Folios 69 del expediente OT-702-2019)
- XLVIII.** Que el 15 de diciembre de 2020, mediante el acuerdo 09-103-2020 y ratificado el 19 de enero de 2021, la Junta Directiva acordó someter al trámite de consulta pública prevista en el artículo 361 de la Ley 6227, los procedimientos del oficio OF-1325-IE-2020 e instruyó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) proceder a publicar la convocatoria a consulta pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta (Folios 2 al 164 del expediente OT-048-2021)

- XLIX.** Que el 3 de febrero la Secretaría de Junta Directiva (SJD), mediante el oficio OF-0039-SJD-2021 comunica a la Dirección General de Atención al Usuario el acuerdo 09-103-2020 sobre (Folios 2 al 164 del expediente OT-048-2021).
- L.** Que el 15 de febrero de 2021, se publicó en los diarios la Extra y La Teja la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, , así como en los diarios de circulación nacional la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública (Folios 171 y 172 del expediente OT-048-2021).
- LI.** Que el 15 de febrero de 2021 se publicó en La Gaceta N°31, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública con fecha máxima para recibir oposiciones o coadyuvancias el 2 de marzo de 2021 (Folios 171 y172 del expediente OT-048-2021).
- LII.** Que el 3 de marzo de 2021, mediante oficio IN-0166-DGAU-2021 la DGAU remite a la Intendencia de Energía el Informe de posiciones y coadyuvancias (Folios 186 y 188 del expediente OT-048-2021)
- LIII.** Que el 5 de marzo de 2021, mediante oficio IN-0180-DGAU-2021 la DGAU remite a la Intendencia de Energía el Adendum al Informe de posiciones y coadyuvancias. (Folio 245 del expediente OT-048-2021)
- LIV.** Que el 5 de mayo de 2021, mediante oficio OF-0369-IE-2021 la IE remitió el informe post consulta pública de los procedimientos técnicos relacionados con la operación del sistema eléctrico nacional propuestos por el Centro Nacional de Control de Energía (Cence) en su calidad de operador de sistema/operador de mercado (OS/OM) de costa rica. (Folio 246 al 589 del expediente OT-048-2021)
- LV.** Que el 5 de mayo de 2021, la IE, mediante el oficio OF-0372-IE-2021, remitió a la Junta Directiva el informe oficio OF-0369-IE-2021 y anexos, el cual, contenía los procedimientos relacionados con coordinación del racionamiento, coordinación de indisponibilidades del SEN, criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN, integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento, requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento, implementación de enlaces de telecontrol, procedimiento para establecer las conexiones al SEN, procedimiento planeamiento operativo y operación del SEN, procedimiento aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC), reporte de eventos del SEN, ajustados con las posiciones de la consulta pública. (Folio 590 a 591 del expediente OT-48-2021)

- LVI.** Que el 11 de mayo de 2021, mediante la resolución RE-0143-JD-2021 la Junta Directiva de la Aresep aprobó los procedimientos para la operación del sistema eléctrico nacional (SEN). (Folio 592 al 799 del expediente OT-048-2021)
- LVII.** Que el 21 de mayo de 2021, el ICE, mediante oficio 0610-43-2021, interpuso recurso de reposición, contra la resolución RE-0143-JD-2021 del 11 de mayo de 2021. (Folio 806 del expediente OT-48-2021)
- LVIII.** Que el 24 de mayo de 2021, la SJD, mediante el memorando ME-0119-SJD-2021, remitió a la DGAJR para su análisis el recurso de reposición interpuesto el 21 de mayo de 2021, por el ICE contra la resolución RE-0143-JD-2021. (Folio 818 y 819 del expediente OT-48-2021)
- LIX.** Que el 25 de mayo de 2021, la SJD, mediante el memorando ME-0122-SJD-2021, le solicitó al Departamento de Proveeduría la publicación de una Fe de Erratas de la resolución RE-0143-JD-2021, relacionada con la “Aprobación de los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”. (Folios 862 y 863 del expediente OT-48-2021)
- LX.** Que el 27 de mayo de 2021, se publicó en el Diario Oficial La Gaceta N° 101, la fe de Erratas de la resolución RE-0143-JD-2021, para que se lean *“correctamente en el siguiente enlace:*

“VII. Instruir a la Intendencia de Energía, para que, en el plazo máximo de un mes, analice las observaciones del ICE que fueron omitidas en el Anexo N° 3 del del oficio OF-0369-IE-2021 del 5 de mayo de 2021 y presente ante la Junta Directiva, la respectiva propuesta de los procedimientos N°1, N° 2, N° 3 y N° 4, para su respectiva aprobación.” (Folios 871 y 951 del expediente OT-48-2021).

- LXIII.** Que el 20 de enero de 2023, la IE, mediante el oficio OF-0074-IE-2023, solicitó a la Junta Directiva prórroga para el cumplimiento de lo dispuesto en el *“Por Tanto VII”* de la resolución RE-0147-JD-2022. (Folios 1312 y 1313 del expediente OT-48-2021).
- LXIV.** Que el 10 de febrero de 2023, la Secretaría de Junta Directiva mediante el oficio OF-0085-SJD-2023, comunicó a la IE el acuerdo 08-12-2023, del acta de la sesión extraordinaria 12-2023, celebrada el 9 de febrero 2023, mediante el cual la Junta Directiva resolvió por unanimidad de los votos de los miembros presentes y con carácter en firme, otorgar prórroga al 28 de febrero de 2023, para que la Intendencia de Energía atienda el *“Por Tanto VII”* de la resolución RE-0147-JD-2022, de conformidad con la solicitud objeto del oficio OF-0074-IE-2023 del 20 de enero de 2023.
- LXV.** Que el 27 de febrero de 2023, mediante oficio OF-0193-IE-2023 la IE, remitió a la Junta Directiva el informe IN-0034-IE-2023 que analizó las posiciones interpuestas por el ICE durante la consulta pública y su Anexo 1, el cual contienen los procedimientos 1, 2, 3 y 4, ajustados en los términos indicados en el *“Por Tanto VII”* de la resolución RE-0147-JD-2022 y los cuales se detallan a continuación:
- Procedimiento 1. Procedimiento Coordinación del Racionamiento
 - Procedimiento 2. Procedimiento Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN
 - Procedimiento 3. Procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)
 - Procedimiento 4. Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN
- LXVI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe IN-0034-IE-2023 arriba indicado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:
[...]

II. DE LA RESOLUCIÓN RE-0147-JD-2022

Tal y como se analizó en los antecedentes, el 24 de noviembre de 2022, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, mediante la resolución RE-0147-JD-2022, resolvió el recurso de reposición interpuesto el 21 de mayo de 2021, y recurso de reposición y gestión de nulidad interpuestos el 1 de junio 2021, todos interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contra la resolución RE-0143-JD-2021 del 11 de mayo de 2021.

Del Por Tanto VII de la citada resolución conviene extraer lo siguiente:

VIII. Instruir a la Intendencia de Energía, para que en el plazo máximo de un mes, analice las observaciones del ICE que fueron omitidas en el Anexo N° 3 del del oficio OF-0369-IE-2021 del 5 de mayo de 2021 y presente ante la Junta Directiva, la respectiva propuesta de los procedimientos N°1, N° 2, N° 3 y N° 4, para su respectiva aprobación.”

Con vista en lo dispuesto por la Junta Directiva en la resolución supra citada, se procede a realizar nuevamente el análisis de las observaciones del ICE, en respuesta al oficio 0610-020-2021:

Procedimiento	Argumento	Análisis del Argumento
General	<p>“[...] de acuerdo con la Ley N° 449, artículo 8, el ICE es una institución autónoma la cual ejercerá su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo, guiándose exclusivamente por las decisiones de su Consejo Directivo. El artículo 14 indica que el plan de organización interna y funcional del ICE, es responsabilidad del Gerente General que lo someterá a consideración del Consejo Directivo.</p> <p>De tal manera que no corresponde ni a la ARESEP ni al CENCE realizar cambios en la organización ni en las responsabilidades asignadas a sus dependencias. Asimismo, el Reglamento a la Ley N° 7593, artículo 3 indica, que la “ARESEP no podrá coadministrar ni arrogarse funciones de los</p>	<p>La presidencia ejecutiva del ICE mediante oficio 0060-126-2014 del 30 de abril de 2014, con asunto "confirmación del CENCE como Operador del Sistema y Operador de Mercado de Costa Rica (OS/OM)" comunicó a la Aresep el acuerdo del Consejo Directivo del ICE en sesión N°6088 el cual "acordó confirmar la designación que originalmente se había comunicado, del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) como Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica" además se indica que "faculta al CENCE a emitir directamente criterios e</p>

	<p><i>prestadores". Este tema extralimita los alcances de un reglamento de operación del OS/OM y deben eliminarse de los procedimientos en que aparece la responsabilidad de la planificación de largo plazo de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional asignada al CENCE cuando le corresponde a la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico y en los casos en que se indica que la responsabilidad corresponde a otra unidad administrativa del ICE.</i></p>	<p><i>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 esta Autoridad Reguladora". Siendo que la planificación de los recursos para la atención de la demanda, entendiéndose predespacho y despacho, corresponde a las funciones del OS/OM, la Aresep no está extralimitándose ni faltando al cumplimiento del artículo 3 del Reglamento a la Ley N°7593, pues está indicando las responsabilidades de un OS/OM, lo cual actualmente lo ostenta el ICE, por ley N°9004 y el cuál fue designado en su dependencia CENCE.</i></p> <p><i>Por lo tanto, se considera que el ICE no lleva razón en su argumento y por lo tanto se recomienda no acogerlo.</i></p>
<p><i>General</i></p>	<p><i>El texto original indica: "El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer 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</i></p>	<p><i>Según se interpreta del comentario del oponente, que este se refiere al informe remitido mediante oficio OF-0039-SJD-2021, en la sección 4.1. En primera instancia, haciéndose un análisis por la forma, cabe resaltar que este informe no fue presentado a audiencia pública, pues el citado oficio</i></p>

	<p><i>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.”</i></p> <p><i>No es correcto afirmar que la generación obtenida a partir de la Ley N.° 7200 y Ley N.° 7508 sea “no optimizable”. Dada la naturaleza de la fuente y la tecnología utilizada normalmente las plantas adscritas a dichas leyes son las primeras en ser despachadas y se utilizan como generación forzada (“must run”). Sin embargo, en un escenario de exceso, los contratos incorporan cláusulas de desconexión temporal (“curtailment”) por lo que si son gestionables u optimizables en el SEN.</i></p> <p><i>Finalizar el párrafo donde se indica generación forzada, eliminando del texto:</i></p> <p><i>“(…) es decir no optimizable de acuerdo con las necesidades energéticas del sistema considerando el menor costo operativo y la seguridad del sistema.”</i></p>	<p><i>fue realizado como informe técnico de análisis mediante el cual se solicitó “someter al trámite de consulta pública [...] los procedimientos del Oficio OF-1325-IE-2020”, por lo que queda claro que el contenido del informe no corresponde a lo sometido al trámite de Audiencia Pública.</i></p> <p><i>Ahora bien, con el afán de aclarar la observación por el fondo, al ser las plantas de generación por Ley N° 7200 y Ley N°7508, despachadas en primera instancia, en la operación de corto plazo, no se realiza una optimización por costo para el Sistema Eléctrico Nacional, pues estas plantas, tal como lo menciona el mismo argumento del oponente: “[...] las plantas adscritas a dichas leyes son las primeras en ser despachadas [...]”, es decir no responden a una optimización económica necesariamente, por lo tanto se consideran factores no optimizables económicamente; más aún, continuando con el argumento se explica que “[...] en un escenario de exceso (de recurso), los contratos incorporan cláusulas de desconexión temporal [...]” (lo agregado en paréntesis es propio); por lo tanto explícitamente se dice que esto responde a una excepción, no así a la</i></p>
--	--	--

		<p>regla, pues la regla es que se despachen primeramente sin considerar su optimización económica o de disponibilidad de recurso de otras plantas del SEN; por lo tanto, se recomienda no darle acoger el argumento del oponente ni por la forma, ni por el fondo.</p>
<p><i>General</i></p>	<p>El texto indica: “(…) 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.”</p> <p>La forma en que se plantea la compra de energía que las distribuidoras hacen al ICE no es eficiente para el SEN y provoca un trato injusto al cliente final. Por una omisión de la regulación del mercado nacional, las empresas distribuidoras no están obligadas a tomar una obligación contractual con el ICE por la energía que requieren. La regulación debe asegurar que el SEN no tendrá recursos ociosos</p>	<p>Según se interpreta del comentario del oponente, que este se refiere al informe remitido mediante oficio OF-0039-SJD-2021, en la sección 4.1. En primera instancia, haciéndose un análisis por la forma, cabe resaltar que este informe no fue presentado a audiencia pública, pues el citado oficio fue realizado como informe técnico de análisis mediante el cual se solicitó “someter al trámite de consulta pública [...] los procedimientos del Oficio OF-1325-IE-2020”, por lo que queda claro que el contenido del informe no corresponde a lo sometido al trámite de Audiencia Pública.</p> <p>Con el propósito de responder también por el fondo, se procede a realizar un breve análisis de lo planteado en su argumentación, considerando que primeramente el oponente plantea cambiar un texto donde se habla de lo que resulta usual en la operación del sistema: “[...]”</p>

	<p>por decisiones de inversión de las cooperativas realizadas al margen de la planificación de la expansión nacional. La regulación debe colaborar en el desarrollo de una planificación eficiente de la expansión del SEN.</p> <p>La planificación de los recursos necesario es efectivamente una responsabilidad del ICE, pero no del CENCE. El ICE tiene áreas técnicas especializadas para la planificación de los recursos necesarios de generación. Estas áreas son independientes al CENCE.</p> <p>De acuerdo con la Ley N° 449, artículo 8, el ICE es una institución autónoma la cual ejercerá su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo, guiándose exclusivamente por las decisiones de su Consejo Directivo. El artículo 14 indica que el plan de organización interna y funcional del ICE, es responsabilidad del Gerente General que lo someterá a consideración del Consejo Directivo. De tal manera que no corresponde ni a la ARESEP ni al CENCE realizar cambios en la organización ni en las responsabilidades de las áreas. El Reglamento a la Ley N° 7593, artículo 3 indica, además, que la "ARESEP no podrá coadministrar ni arrogarse funciones de los prestadores". Este tema extralimita los alcances de un reglamento de operación del OS/OM y debe eliminarse.</p> <p>Modificar texto para que se lea de la siguiente manera: "(...) Dado que actualmente ninguna cooperativa posee la</p>	<p>es usual que adquiera sus faltantes al ICE[...]" por "[...] es necesario que contraten sus faltantes al ICE". Ese cambio de palabras propuesto podría interpretarse como una obligación impuesta por el Ente Regulador, sobre la manera en cómo se debe operar el sistema, cosa que está impedida, como bien señala el mismo oponente, por el Reglamento a Ley 7593, en su artículo 3, así como resulta en una duda semántica, sobre la descripción del funcionamiento normal del SEN, sobre la cual ambas redacciones hacen una misma referencia y permiten llegar a una misma conclusión sobre cómo opera este.</p> <p>Seguidamente, el oponente presenta un apreciación sobre la regulación del mercado nacional, producto de la diversidad de leyes, reglamentos, procedimientos y entes que participan en la estructuración de la operatividad del SEN, así como de su ordenamiento jurídico; sin embargo la ARESEP, no tiene competencias para evaluar si es una omisión o no de dicho marco jurídico, pues como Ente de Derecho público, está obligada a actuar sólo de acuerdo a lo que la Ley (y el ordenamiento jurídico) ordene.</p>
--	---	--

	<p>capacidad de abastecer su demanda al 100%, es necesario que contraten sus faltantes con el ICE, que se encargará de planificar y optimizar en el mediano y largo plazo, las inversiones del SEN para cumplir adecuadamente con su responsabilidad de atender la demanda de forma eficiente, y vigilante de las directrices de desarrollo Nacionales. Adicionalmente, el OS/OM tendrá acceso a toda la información necesaria para la adecuada operación de los recursos 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.</p>	<p>Finalmente, es verdad lo indicado por el oponente cuando declara que "La planificación de los recursos necesarios es efectivamente una responsabilidad del ICE, pero no del CENCE", sin embargo la presidencia ejecutiva del ICE mediante oficio 0060-126-2014 del 30 de abril de 2014, con asunto "confirmación del CENCE como Operador del Sistema y Operador de Mercado de Costa Rica (OS/OM)" comunicó a la Aresep el acuerdo del Consejo Directivo del ICE en sesión N°6088 el cual "acordó confirmar la designación que originalmente se había comunicado, del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) como Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica" además se indica que "faculta al CENCE a emitir directamente 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 esta Autoridad Reguladora". Siendo que la planificación de los recursos para la atención de la demanda,</p>
--	--	--

		<p>entiéndase predespacho y despacho, corresponde a las funciones del OS/OM, la Aresep no está extralimitándose ni faltando al cumplimiento del artículo 3 del Reglamento a la Ley N°7593, pues está indicando las responsabilidades de un OS/OM, lo cual actualmente lo ostenta el ICE, por ley N°9004 y el cuál fue designado en su dependencia CENCE. Según lo anterior, se recomienda rechazar tanto por la forma como por el fondo, el comentario del ICE.</p>
--	--	---

Habiendo finalizado con el análisis de los argumentos generales, se procede a analizar por procedimiento (del 1 al 4), de acuerdo con la lista presentada en la Resolución RE-0147-JD-2022, tal como sigue:

- Procedimiento 1. Procedimiento Coordinación de Racionamiento
- Procedimiento 2. Procedimiento Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN
- Procedimiento 3. Procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)
- Procedimiento 4. Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN.

Procedimiento	Argumento	Análisis del Argumento
Procedimiento 1. Coordinación de Racionamientos	<p>Sección 1.3 Definiciones Abonado El texto original indica: "Abonado: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica." Adoptar términos más adecuados como usuario o cliente. Sección 1.3. Definiciones Sustituir el concepto de "Abonado" por el de "usuario" o "cliente".</p>	<p>Se considera que no lleva razón el oponente, por cuanto según se estipula en la regulación vigente, existe diferencia entre abonado (quién contrata la prestación del servicio público) y un usuario del servicio (quién hace uso del servicio público, sin necesidad de tener un contrato con el prestador de este), como lo estipula</p>

		<p>la regulación nacional. Todos somos usuarios del servicio mas no todos como abonados, por lo que se recomienda no acoger la propuesta del ICE.</p>
<p>Procedimiento 1. Coordinación de Racionamientos</p>	<p>Sección 1.3 Definiciones Perfiles de carga de los circuitos de distribución El texto original indica: "Perfiles de Carga de los circuitos de distribución: Corresponde a los valores de demanda (kilowatts) por períodos de 24 horas con integraciones de cada 15 minutos, iniciando con el primer valor registrado de las 00:00 a las 00:15 horas, hasta el último valor registrado del día, de las 23:45 a las 24:00 horas, para un total de 96 valores diarios." Después de las 23:45 vuelve a las 00:00." Sustituir texto para se lea de la siguiente manera: "Perfiles de Carga de los circuitos de distribución: Corresponde a los valores de demanda (kilowatts) por períodos de 24 horas con integraciones de cada 15 minutos, iniciando con el primer valor registrado de las 00:00 a las 00:15 horas, hasta el último valor registrado del día, de las 23:45 a las 00:00 horas, para un total de 96 valores diarios."</p>	<p>Se Considera que lleva razón el oponente, por cuanto para cerrar el ciclo de 24 horas exactas es necesario modificar la redacción según la argumentación del ICE, por lo tanto, se agradece el comentario y se recomienda acogerla e incorporarla en el reglamento.</p>
<p>Procedimiento 1. Coordinación de Racionamientos</p>	<p>Sección 2.6 Actualización de los perfiles de carga del circuito. Último párrafo Se solicita a las empresas la actualización de los perfiles por circuito, sin embargo, es obligación de CENCE tener en sus bases de</p>	<p>Con la solicitud de actualización de perfiles de carga por circuito, se pretende asegurar que exista una doble revisión periódica tanto por parte de las empresas, como por parte del OS para</p>

	<p>datos todos los medidores de los puntos de inyección y retiro del SEN, por lo que esta información ya la tiene el CENCE.</p> <p>Indicar que solamente aquellos circuitos que no se encuentren en la base de datos de CENCE se les debe solicitar la actualización de los perfiles por circuito.</p>	<p>asegurar que la información disponible en la base del OS se encuentre actualizada y disponible, para la realización de sus labores, y obligaciones. En vista de lo anterior, se recomienda no acoger la propuesta presentada por el opositor.</p>
<p>Procedimiento 1. Coordinación de Racionamientos</p>	<p>Sección 3.5 Despacho de generadores durante el racionamiento.</p> <p>No es explícito sobre el accionar en el caso de generación/almacenamiento conectados a redes de distribución. Definir si aplica que los generadores/almacenamiento conectados a redes de distribución deben cumplir con el predespacho/despacho y definir si son desconectables los circuitos donde se interconectan en condiciones de racionamiento.</p>	<p>En la sección 2.4 inciso c) se indica como se contemplará el sistema de almacenamiento (carga) durante un racionamiento. En la sección 3.2 se indica como se contemplarán los sistemas de almacenamiento (generación) en la ejecución del racionamiento; así mismo en la sección 3.5 se indica que corresponde al OS/OM realizar el despacho de los sistemas de almacenamiento durante un racionamiento. Este despacho, deberá cumplir con las condiciones del procedimiento de planeamiento operativo considerando las condiciones propias del racionamiento, por lo tanto, se recomienda no acoger la posición del opositor.</p>
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>Cada vez que se hace referencia de la palabra generación, generadores, planta o empresa generadora indicar también plantas de almacenamiento de energía, proceso de almacenamiento de energía, etapas de almacenamiento, etc.</p>	<p>Dado que la actividad de almacenamiento de energía es una nueva actividad que se puede dar tanto en las etapas de generación, como en transmisión y en distribución de energía</p>

	<p>Ejemplos donde aplica la observación anterior: Sección 1.3 Definiciones “Componente: Equipo principal que forma parte del Sistema Eléctrico Nacional, tales como generadores, transformadores, (...)” “Mercado eléctrico Nacional (MEN): ...Participan prestadoras del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, (...)” “Sistema Eléctrico Nacional: Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entres sí: plantas de generación, la red de transmisión (...)” Sección 2.1 Criterios de Seguridad La línea 1 del segundo párrafo indica lo siguiente: “Los planes de expansión de transmisión, el diseño de las plantas de generación y de sus obras de conexión...” Sección 2.2 Disposiciones Generales “h) (...) se acepta también la desconexión controlada de generadores y cambios topológicos de la red...” “m) Para las plantas de generación cuya salida presente un riesgo para la seguridad (...)”</p>	<p>eléctrica, y por presentar características novedosas para el Sistema Eléctrico que impiden asignarla a una de las etapas tradicionales del sector, se considera razonable la petitoria, por lo que se agradece el comentario y se recomienda incorporar en las secciones del reglamento en cuestión, adonde corresponda.</p>
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>A continuación, se muestran algunos ejemplos de la forma en que se sugiere incluir las plantas, procesos o etapas de almacenamiento de energía, casi siempre al lado de las plantas, procesos o etapas de generación. Cambiar las definiciones señaladas para que se lean de la siguiente manera: Sección 1.3 Definiciones “Componente: Equipo principal que forma parte del Sistema Eléctrico</p>	<p>Dado que la actividad de almacenamiento de energía es una nueva actividad que se puede dar tanto en las etapas de generación, como en transmisión y en distribución de energía eléctrica, y por presentar características novedosas para el Sistema Eléctrico que impiden asignarla a una de las etapas</p>

	<p>Nacional, tales como generadores, almacenadores, transformadores (...)"</p> <p>"Mercado eléctrico Nacional (MEN): ...Participan prestadoras del servicio público de electricidad en las etapas de generación, almacenamiento, transmisión, (...)"</p> <p>"Sistema Eléctrico Nacional: Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entres sí: plantas de generación/almacenamiento, la red de transmisión (...)"</p> <p>Sección 2.1 Criterios de Seguridad Modificar la línea 1 del segundo párrafo para que se lea de la siguiente manera: "Los planes de expansión de transmisión, el diseño de las plantas de generación/almacenamiento y de sus obras de conexión (...)"</p> <p>Sección 2.2 Disposiciones Generales "h) (...) se acepta también la desconexión controlada de generadores/almacenadores y cambios topológicos de la red..."</p> <p>"m) Para las plantas de generación/almacenamiento cuya salida presente un riesgo para la seguridad (...)"</p>	<p>tradicionales del sector, se recomienda no acoger las sugerencias de redacción, sin embargo, la observación es válida en cuanto a la necesidad de incluirla de manera adecuada en este procedimiento y se recomienda proceder a realizar los ajustes que se consideren adecuados para visibilizar los sistemas de almacenamiento y su participación en el SEN.</p>
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>Sección 1.1. Campo de Aplicación</p> <p>En general, este capítulo confunde requisitos necesarios para la operación segura del SEN, con aspectos de planificación y diseño de sistemas eléctricos. Se deben redactar nuevamente todos los párrafos donde se detecte que hubo una mezcla no deseable de conceptos. Para aclarar, los operadores de los sistemas eléctricos pueden exigir que cualquier elemento que se</p>	<p>Se procede a responder las observaciones tanto de la sección 1.1, como de la 1.2 en conjunto por tratarse del mismo argumento por el fondo:</p> <p>La planificación, diseño y operación de un sistema eléctrico de potencia requiere de un análisis continuo y comprensivo para evaluar su operación y establecer la efectividad de este diseño o de los planes</p>

	<p>conecta al sistema, debe respetar un código de red y operación. Esto es una imposición para una operación segura de los elementos existentes y futuros.</p> <p>Sin embargo, la planificación y diseño de los sistemas eléctricos, donde se valoran las inversiones que deben realizarse para hacer crecer el sistema, no le competen a la operación.</p> <p>Los OS/OM no tienen la capacidad de valorar estos temas debido a que su función es operar de la forma más económica, segura y eficiente los recursos disponibles de los sistemas existentes, lo cual es una labor de corto plazo.</p> <p>Las adiciones del sistema tienen otros impulsores, como la rentabilidad de las inversiones, el costo beneficio empresarial y social, directrices ambientales, diversificación de fuentes utilizadas, entre otros.</p> <p>En resumen, el OS/OM tiene poca o ninguna injerencia sobre la planificación de las obras futuras del SEN. Por tanto, hay que cuidar no mezclar requerimientos del OS/OM para operar con seguridad el SEN, con planificación y diseño de las obras del SEN.</p> <p>Modificar redacción para se lea de la siguiente forma:</p> <p>“Este procedimiento debe ser aplicado por todos los Agentes del MEN, según lo indicado por la normativa nacional y regional vigente. Los criterios deben aplicarse a todos los elementos del SEN existentes y futuros, tanto para la operación normal, como para la operación durante indisponibilidades programadas, atendiendo la seguridad operativa</p>	<p>existentes en caso de necesidad de expansión, así como la capacidad de brindar servicios auxiliares que tiene el sistema eléctrico. Tradicionalmente, por planificación de los sistemas eléctricos se entiende la planificación del aumento de la capacidad de generación; sin embargo, esto es un concepto insuficiente sobre el cual el ICE está argumentando, dado que el objetivo de la planificación es definir una estrategia de costos mínimos para la ampliación a largo plazo de los sistemas de generación, transmisión y distribución adecuados para atender a la carga pronosticada, en unas condiciones técnicas, económicas y políticas dadas.</p> <p>Ya que es el ICE quien en última instancia tiene la responsabilidad de atender la demanda nacional, se considera que sea la dependencia técnica que realiza las funciones de OS/OM, es decir CENCE, quien pueda considerar la planificación del sistema que debe operar, así como minimizar el riesgo de que por inversiones con visión fragmentada empresarial, y no visión país, se ponga en riesgo la seguridad operativa del SEN y se llegue a una condición con gran cantidad de energía, o</p>
--	--	---

	<p><i>tanto a nivel nacional como regional.”</i></p> <p><i>Sección 1.2</i> <i>Propósito</i></p> <p><i>Respecto a este punto aplica lo indicado en el apartado 1.1 “Campo de aplicación”.</i></p> <p><i>Además, en general, los OS/OM tienen poca injerencia en los temas relacionados con el diseño y planificación de los sistemas eléctricos.</i></p> <p><i>En un modelo regulado, es un ente de planificación técnica el responsable de la planificación de la expansión nacional.</i></p> <p><i>Los OS/OM realizan la planificación de la operación, en un horizonte de corto plazo, encargándose de diseñar estrategias de operación y planificar el mejor uso de los recursos para la operación de los sistemas que aportan los actores del MEN.</i></p> <p><i>Para no incurrir en un error de concepto ni de injerencia en la potestad del ICE de optimizar sus tareas ni recursos, el procedimiento debería concentrarse en el alcance siguiente: “Criterios de seguridad y desempeño para la operación del SEN”</i></p> <p><i>Se recomienda sustituir texto para que se lea de la siguiente manera:</i> <i>“1.2. Propósito</i></p> <p><i>El propósito de este procedimiento es establecer los Criterios de Seguridad Operativa que deben utilizarse para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La definición y aplicación de estos criterios es importante para evitar que como consecuencia de las contingencias en el SEN se afecte la continuidad y calidad del</i></p>	<p><i>plantas ociosas en el SEN, lo cual conlleva a sobrecostos cargados tarifariamente por todos los abonados del SEN. La visión individualizada por empresa debe ser desarrolladora con el objetivo de evaluar la viabilidad económica basada en las necesidades técnicas que determine el OS/OM como responsable final de la operación del SEN y de asegurar la atención de la demanda de energía y potencia. Por lo tanto, se recomienda no acoger la solicitud planteada en la argumentación del oponente.</i></p>
--	--	---

	<p>suministro de energía eléctrica. La meta principal es reducir el riesgo de que ocurran pérdidas descontroladas de generación y de carga, así como apagones totales o parciales del Sistema Eléctrico Nacional.”</p> <p>Por otro lado, cada vez que en el procedimiento 3 aparezca en el texto:</p> <p>“Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN”, se solicita eliminar los conceptos de “Planificación, Diseño” sustituyendo la redacción para que se lea:</p> <p>“Criterios de seguridad y desempeño para la operación del SEN”</p> <p>Respecto del título del procedimiento, éste debe ser “Planificación y diseño de la operación del SEN”.</p>	
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>Sección 1.3 Definiciones Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN: Literal i) El texto original indica: “Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN: (...) i) Y otros legalmente autorizados.” No hay más agentes legalmente habilitados en el mercado regulado. Eliminar el inciso i): “(...) i) Y otros legalmente autorizados”</p>	<p>Al respecto se aclara que la regulación debe ser flexible, visionaria, y adecuada a los posibles cambios temporales, por lo que, si bien actualmente no existen otras empresas legalmente autorizadas, esto no implica que a futuro puedan existir y por lo tanto deben quedar contemplados en la regulación, ante esto se recomienda no acoger la recomendación del oponente.</p>
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>Sección 2.1. Criterios de Seguridad</p> <p>El texto original indica: “Los Criterios de Seguridad para la Planificación, Diseño y Operación del SEN se encuentran en la tabla 1. En los estudios eléctricos del</p>	<p>La propuesta se presenta sin un argumento lógico que respalde la solicitud, por lo que ha falta de argumentos, y considerando las necesidades y responsabilidades de la</p>

	<p>SEN realizados para planificar, diseñar y operar el mismo deben simularse las contingencias descritas en la tabla y debe observarse el cumplimiento de los límites y consecuencias aceptables.”</p> <p>Respecto a este punto aplica lo indicado en el apartado 1.1 “Campo de aplicación”</p> <p>Eliminar del texto los conceptos de “Planificación, Diseño”, sustituyendo por la siguiente redacción propuesta:</p> <p>“Los Criterios de Seguridad para la Operación del SEN se encuentran en la tabla 1. En los estudios eléctricos del SEN realizados para operar el mismo deben simularse las contingencias descritas en la tabla y debe observarse el cumplimiento de los límites y consecuencias aceptables.”</p>	<p>Planificación, Diseño y Operación de un Sistema Eléctrico Nacional como el costarricense, por parte de un OS/OM, así como por el objeto mismo de los procedimientos, se recomienda no acoger la petitoria del oponente.</p>
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>Sección 2.2. Disposiciones generales literal h)</p> <p>La frase “sistemas de protección especial” se presta para confusión. Sustituir en el texto del literal h) la frase “sistemas de protección especial” por “controles suplementarios”.</p>	<p>De acuerdo con el vocabulario técnico comúnmente utilizado para referirse a estos sistemas de protección, parece razonable la solicitud del oponente, por lo que se recomienda aceptar la observación y proceder a realizar el ajuste en el Procedimiento respectivo.</p>
<p>Procedimiento 2. Seguridad para la Planificación, diseño y operación del SEN</p>	<p>Sección 2.3. Inspecciones técnicas</p> <p>El procedimiento indica que el CENCE podrá solicitar certificaciones de cumplimiento sin que se detalle cómo certificar el cumplimiento de los requisitos.</p> <p>Se debe indicar en el procedimiento de qué manera se</p>	<p>Se reitera lo indicado respecto a la sección 1.1, del procedimiento de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN.</p> <p>En cuanto a lo referido como certificaciones, debido a la complejidad que conlleva convertirse en un ente certificador, así</p>

	<p>certificará el cumplimiento de los requisitos emitidos con el procedimiento.</p>	<p>como por el espíritu del reglamento, se recomienda acoger parcialmente la solicitud, y modificar la palabra "certificaciones" por "inspecciones".</p>
<p>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</p>	<p>Cada vez que se hace referencia a la palabra generación, generadores, planta o empresa generadora indicar también plantas de almacenamiento de energía, proceso de almacenamiento de energía, etapas de almacenamiento, etc. Realizar la modificación integral de este procedimiento integrando los conceptos de plantas de almacenamiento de energía, proceso de almacenamiento de energía, etapas de almacenamiento, según corresponda.</p>	<p>Dado que la actividad de almacenamiento de energía es una nueva actividad que se puede dar tanto en las etapas de generación, como en transmisión y en distribución de energía eléctrica, y por presentar características novedosas para el Sistema Eléctrico que impiden asignarla a una de las etapas tradicionales del sector, se recomienda acoger la sugerencia y se recomienda proceder a realizar los ajustes que se consideren adecuados para visibilizar los sistemas de almacenamiento y su participación en el SEN.</p>
<p>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</p>	<p>Sección 2.1 Características y condiciones generales de los equipos de medición. En el texto original se indica: "Los sistemas de medición comercial que pertenecen a SIMEC deberán cumplir con lo establecido por el CENCE y la Aresep. Los sistemas de medición comercial de SIMEC deben contar al menos con los siguientes elementos: a) Un medidor de energía principal b) Un medidor de energía de respaldo</p>	<p>Dado que en la actualidad existe sólo un medidor, y como lo indica la excepción propuesta existe un método alternativo para realizar una medición en caso de pérdida de información por parte del medidor principal, así como por la conveniencia en términos económicos y de plazo de instalación de un posible sistema de respaldo, que podría convertirse en una tarea onerosa y a largo plazo, se recomienda aceptar la</p>

	<p>c) Transformadores de corriente y potencial d) Sistema de comunicación e) Sistema de sincronización f) Servidores para almacenamiento de los datos de medición del SIMEC.</p> <p>Los equipos de los puntos a), b) y c) deben ser adquiridos (...)"</p> <p>En los circuitos de distribución del ICE solo hay un medidor principal (actualmente). Habría que realizar una inversión a futuro para la instalación completa del sistema de medición de respaldo. El texto indica lo siguiente: Se propone agregar al texto la siguiente nota después del literal f): “(...) f) Servidores para almacenamiento de los datos de medición del SIMEC.</p> <p>Excepción: En el caso de circuitos de distribución de subestaciones se utilizará solo un medidor (principal). En caso de pérdida de datos del medidor principal, se obtendrán los datos por diferencia entre los medidores de la barra. Los equipos de los puntos a), b) y c) deben ser adquiridos (...)"</p>	<p>propuesta de redacción del ICE y proceder a realizar la modificación del texto en el procedimiento en cuestión.</p>
<p>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</p>	<p>Sección 2.1 Características y condiciones generales de los equipos de medición.</p> <p>En el cuarto párrafo de la sección 2.1 se lee: “Con respecto al inciso f) los servidores para los datos del SIMEC serán adquiridos por el CENCE y de su propiedad. Todos los medidores, los servidores y las bases de datos asociados al SIMEC serán administrados por el</p>	<p>Se aclara que las empresas distribuidoras mantienen la responsabilidad de facturar, y deben acordar con el OS/OM la manera en que se administrará la información de los servidores de manera que resulte segura y admisible para cada empresa.</p>

	<p><i>CENCE. La administración de los sistemas de medición incluye la configuración de cada medidor, así como la asignación de permisos de acceso a cada agente para la verificación y lectura de sus datos. El CENCE supervisa e informa al EOR y a la Aresep del cumplimiento de los requisitos establecidos en este procedimiento.”</i></p> <p><i>Siguientes aclaraciones en el procedimiento:</i></p> <p><i>1. Para el caso de la facturación, de acuerdo a la norma técnico AR-NT-SUCOM, la empresa distribuidora tiene la responsabilidad de facturar. ¿Cómo se manejará la facturación bajo este esquema con la base de datos en CENCE?</i></p>	
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>2. Las empresas distribuidoras tienen responsabilidad de cumplimiento de acuerdo a la norma AR-NT-SUCAL, por lo que se requiere contemplar un convenio o acuerdo donde el responsable de parametrizar el sistema de medición tome en consideración las necesidades y responsabilidades en materia de medición en calidad de energía.</i></p>	<p><i>Se aclara que los mecanismos mediante los cuales, las empresas distribuidoras y el OS/OM realicen estas responsabilidades, son variados y únicamente interesa que sean llevados a cabo en cumplimiento con los procedimientos y normativas nacionales.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Características y condiciones generales de los equipos de medición.</i></p> <p><i>Primer párrafo.</i></p> <p><i>El texto indica:</i></p> <p><i>“Para los casos en que se utilice una red de datos pública o privada, debe utilizarse una conexión de Red Virtual Privada y contar con el</i></p>	<p><i>Al tratarse de una solicitud de aclaración que complementa y provee elementos que deben existir en una Red Virtual para la seguridad de la información, resulta conveniente recomendar acoger la propuesta en cuanto al fondo y se procede a corregir la</i></p>

	<p><i>Firewall adecuado con el fin de proteger el acceso a los datos. Además, los agentes deben aportar la certificación de integridad y seguridad de los datos, que son accedidos a través de estos medios...”</i></p> <p><i>Aclarar en el texto del procedimiento si la intranet del ICE requiere certificación y quién debe brindar esta certificación</i></p>	<p><i>redacción del artículo para aclarar el punto.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.1 Características y condiciones generales de los equipos de medición.</i></p> <p><i>Segundo párrafo. La propiedad de los elementos del sistema de medición es en muchos casos compartida entre varios actores como son las subestaciones. Por ejemplo, donde los TC y TP son de Negocio Transmisión y los medidores son del Negocio Distribución y Comercialización.</i></p> <p><i>Aclarar en el texto del procedimiento la manera en que se distribuiría la responsabilidad en casos de elementos de medición de propiedad sea compartida.</i></p>	<p><i>Se aclara que por motivos de estructuración del MEN, el OS/OM forma parte del ICE, por lo que la responsabilidad es del ICE y es un tema interno la asignación de responsabilidades, siempre que no se viole la normativa vigente, y dicha división de responsabilidades sea previamente autorizada por el Ente Regulador.</i></p>

<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.2 Requisitos técnicos para la instalación de sistemas de medición comercial Primer párrafo. El texto indica: “Los equipos de un sistema de medición comercial que formen parte del SIMEC deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos por CENCE. Estos requisitos estarán disponibles para los agentes en la página WEB del CENCE. Estos requisitos y sus actualizaciones serán sometidos a consulta entre los interesados, comunicados oportunamente por la ARESEP”.</i></p> <p><i>Las actualizaciones de los requisitos deben ser aprobados y no únicamente comunicados a ARESEP.</i></p> <p><i>Modificar el texto para que se lea de la siguiente manera: “Los equipos de un sistema de medición comercial que formen parte del SIMEC deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos por CENCE. Estos requisitos estarán disponibles para los agentes en la página WEB del CENCE.</i></p> <p><i>Estos requisitos y sus actualizaciones serán sometidos a consulta entre los interesados, comunicados oportunamente y aprobados por la ARESEP”.</i></p>	<p><i>Según los requerimientos de implementación del Reglamento de Armonización, el Reglamento de Detalle y la norma técnica AR-NT-POASEN, resulta razonable la solicitud de aprobación por parte de Aresep, pues estos sistemas de medición son necesarios para efectos de facturación. Se agradece la observación y se recomienda realizar la modificación en el texto del procedimiento en cuestión.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.3 Especificaciones técnicas del medidor principal y de respaldo Literal b) 1 El texto indica:</i></p>	<p><i>Debido a que a operación de las plantas de almacenamiento de energía en el SEN es algo que resulta novedoso, y considerando los ciclos de operación de las baterías de carga y descarga, es</i></p>

	<p><i>“b) Los medidores deben registrar como mínimo las siguientes variables en forma bidireccional:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Energía activa, reactiva y aparente, con su respectiva nomenclatura.</i> <i>2. Potencias, (...)</i> <p><i>Con respecto al texto citado aclarar en el procedimiento si para plantas de almacenamiento de energía estos medidores detectan la dirección del flujo de energía. O sea, si está en modo carga o descarga.</i></p>	<p><i>razonable la petitoria del ICE, por lo que se recomienda realizar la corrección en el texto del procedimiento.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.4 Especificaciones técnicas de los transformadores de instrumentación. Literal a) y b)</i></p> <p><i>Se solicita considerar las unidades combinadas de transformadores de corriente y de potencial, que tienen combinadas ambas funciones.</i></p> <p><i>Se repite la letra “b” al inicio del literal b)</i></p>	<p><i>Dado que estos equipos quedan excluidos con la redacción original, y son de uso común en el sistema actual, se recomienda acoger la solicitud del oponente. En cuanto a las modificaciones de numeración, estas ya fueron corregidas.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Modificar texto de manera que se lea:</i></p> <p><i>“Los sistemas de medición comercial deben contar con transformadores de corriente y transformadores de potencial que cumplan con al menos las siguientes características:</i></p> <p><i>Transformadores de corriente y potencial en las tres fases, ambos en configuración de 3 elementos, estrella de 4 hilos. Los cuales pueden ser equipos independientes o unidades combinadas de transformadores de corriente y potencial (...)</i></p>	<p><i>Según el análisis de la observación anterior, se recomienda proceder a la modificación del texto según lo indicado por el oponente.</i></p>

	a) Los transformadores de corriente (...)"	
<i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i>	<p><i>Sección 2.4</i> <i>Especificaciones técnicas de los transformadores de instrumentación.</i> <i>No está contemplando los sistemas de medición combinados donde el TC y el TP forman parte de la misma unidad física.</i> <i>Contemplar los sistemas de medición combinados donde el TC y el TP forman parte de la misma unidad física.</i></p>	<i>Según el análisis de la observación tras anterior, se recomienda proceder a la modificación del texto según lo indicado por el oponente.</i>
<i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i>	<p><i>Sección 2.5.</i> <i>Seguridad física de los sistemas de medición comercial</i> <i>Literal c)</i> <i>Caja de conexiones</i> <i>Se cuestiona el punto c) ya que, si los transformadores de instrumentación cumplen otra función aparte de la de medición, como protección, pueden verse intervenidos por diferentes actores que en aras de mantener la continuidad del servicio manipulen los sellos colocados por el CENCE sin aviso previo.</i> <i>Se considera que no se necesita este requisito en el caso de las subestaciones por las condiciones restrictivas del área en sí.</i> <i>Modificar el texto agregando la siguiente nota de excepción después del literal c):</i> <i>"c) Las cajas de conexiones de los transformadores de instrumentación deben tener sello de seguridad, el cual será colocado por el CENCE.</i></p>	<i>El argumento presentado por el oponente lleva razón técnica, pues los este tipo de transformadores pueden tener función de protección a parte de la medición. Así mismo, la seguridad de las subestaciones se considera suficiente para resguardar la integridad de las cajas de conexiones de los transformadores de instrumentación, por lo que se considera conveniente acoger la observación del oponente y proceder a realizar las correcciones adecuadas al texto del procedimiento en cuestión.</i>

	<p><i>Excepción: se permite que no tengan sello las cajas de conexiones de los transformadores de instrumentación instalados en subestaciones.”</i></p>	
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.6. Acceso a los medidores, equipos y a los datos de SIMEC</i> <i>El texto indica:</i> <i>“La intervención física a alguno de los medidores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, cajas de conexión o las modificaciones al cableado eléctrico o de datos, se podrá realizar en conjunto con personal técnico del CENCE y personal técnico responsable del punto de inyección o retiro (...)”</i> <i>Es cuestionable que el CENCE tenga personal suficiente para el acompañamiento oportuno de las labores necesarias, esta indicación se contrapone con el requisito de mantener el sistema de medición siempre disponible o atender una avería lo antes posible.</i> <i>En las subestaciones los transformadores son utilizados tanto por transmisión como por distribución, para funciones de protección y medición. La presencia física de personal de CENCE no debería ser requisito para intervenciones de sistemas de protección que necesariamente comparten un instrumento. Este requisito debe evaluarse y eliminarse en estos casos.</i></p>	<p><i>Según el argumento, el OS/OM carece de personal y esa es la limitante, sin embargo, no se aportan pruebas suficientes de que esto sea cierto o bien una razón de peso. En caso de ser así, debe el OS/OM, siendo que es una dependencia del ICE, coordinar lo que se requiera para disponer de los recursos humanos que le permitan realizar dicha labor, por el medio de coordinación interna que corresponda. En vista de lo anterior se recomienda no acoger la posición del oponente.</i></p>

<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Modificar el texto de manera que se lea: “La intervención física a alguno de los medidores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, cajas de conexión o las modificaciones al cableado eléctrico o de datos, se podrá realizar, preferiblemente, en conjunto con personal técnico del CENCE y personal técnico responsable del punto de inyección o retiro (...).” O en su defecto que se lea así: “La intervención física a medidores, transformadores de corriente, transformadores de potencial y cajas de conexión (...), cuando estas sean de uso exclusivo del SIMEC solo se podrán realizar en conjunto por personal técnico de CENCE y ...”</i></p>	<p><i>Se considera que el oponente no presenta una razón lógica que justifique su argumento. Además, tal como se mencionó anteriormente, el OS/OM, siendo que es una dependencia del ICE, coordinar lo que se requiera para disponer de los recursos humanos que le permitan realizar dicha labor, por el medio de coordinación interna que corresponda, por lo que se recomienda no acoger la solicitud de modificación de la redacción del oponente.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.6 Acceso a los medidores, equipos y a los datos de SIMEC El texto original indica: “La intervención física (...). El CENCE administrará la base de datos de SIMEC. Tanto la Aresep como el EOR tendrán acceso a los datos de la base de datos de SIMEC.” Por un principio de simplicidad, economía, y eficiencia nacional se debe considerar garantizar el acceso del agente transmisor del ICE a la información de la base de datos de SIMEC. Los deberes neutrales con el resto de los agentes del SEN que el Negocio de Transmisión del ICE tiene, requiere naturalmente de</i></p>	<p><i>El razonamiento técnico del oponente en cuanto a los principios de simplicidad, economía y eficiencia nacional, en cuanto al acceso a la información contenida en SIMEC es comprensible, sin embargo siendo OS/OM una dependencia del ICE, tal como el agente transmisor, se considera pertinente que se elaboren las coordinaciones internas dentro del ICE para disponer de dicha información según se requiera, pues no son entes independientes de derecho. En cuanto al</i></p>

	<p><i>información integral del SEN, para lo que el SIMEC es una fuente principal.</i></p> <p><i>Sustituir texto de manera que se lea de la siguiente forma:</i></p> <p><i>“La intervención física (...) El CENCE administrará la base de datos de SIMEC. Por la naturaleza de sus deberes, ARESEP, EOR y el agente transmisor del ICE tendrán acceso a la base de datos del SIMEC.”</i></p>	<p><i>acceso por parte de Aresep y del EOR, parece por los mismos motivos adecuado. En vista de lo anterior se recomienda no acoger la petitoria del oponente en cuanto a la modificación del texto.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.7 Verificaciones y pruebas a sistemas de medición SIMEC Punto 2.</i></p> <p><i>El texto indica:</i></p> <p><i>“2. Sustitución de algún elemento de un sistema de medición en operación de acuerdo a lo establecido en el numeral 2.9.”</i></p> <p><i>Se debe aclarar a qué elementos se refiere cuando se indica elementos activos como medidores o TP y TC y no otros elementos auxiliares. Se debería excluir elementos menores como cables, cajas, borneras o incluso se interpreta los sellos o marchamos. Modificar el texto para que se lea de la siguiente manera:</i></p> <p><i>“2. Sustitución de algún elemento activo de un sistema de medición en operación de acuerdo a lo establecido en el numeral 2.9.”</i></p> <p><i>O en su defecto:</i></p> <p><i>“2. Sustitución de algún elemento activo del sistema de medición como: transformadores, medidores en operación según el numeral 2.9.”</i></p>	<p><i>Dado que los elementos activos responden a diversas naturalezas y funciones dentro del sistema de medición, así como los elementos menores, resultan en alimentadores, cajas de conexión, u otros equipos necesarios para el funcionamiento y que eventualmente podrían influir en eventos eléctricos que afectarían el desempeño y calibración de un equipo de medición, es recomendable mantener la generalidad de la indicación, con el afán de preservar la calibración aún después de las verificaciones y pruebas que exige la norma técnica AR-NT-SUMEL. En vista de lo anterior se recomienda no acoger la petitoria presentada por el ICE.</i></p>

<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.8 Aceptación y registro de un sistema de medición comercial nuevo. Literal d) No se debería limitar a informes o certificados emitidos por el fabricante, se pueden aceptar certificaciones de producto o informes emitidos por laboratorios acreditados. Un TC o TP no se calibra, se evalúa su conformidad respecto a una especificación. Modificar el texto de manera que se lea de la siguiente forma: “d) Certificados de calibración de los medidores emitidos por el fabricante o por un laboratorio acreditado en el alcance necesario, así como informes de ensayo o certificados de producto de los TC, TP emitidos por un organismo acreditado en el alcance necesario para sistemas o equipos nuevos según la legislación vigente.”</i></p>	<p><i>Siguiendo la lógica regulatoria de la norma técnica AR-NT-SUMEL en sus artículos 14 y 23, en los cuáles se hace referencia tanto a los requisitos para solicitar inscripción de modelos de instrumentos de medición, así como las condiciones de instalación de laboratorios de medición, en donde se presenta la necesidad de que estos deben estar acreditados por el fabricante (en el caso de los instrumentos de medición) o ser acreditados internacionalmente (en el caso de los laboratorios, en cumplimiento de ciertas normativas). Resulta razonable la petitoria del opositor, por lo que se recomienda acogerla y realizar la modificación al procedimiento en cuestión.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.8 Aceptación y registro de un sistema de medición comercial nuevo Texto original indica: “(...) Una vez aprobado un sistema de medición, el CENCE informará al agente, así como a la Aresep y al EOR de su aceptación.” Cuando un sistema de medición comercial está involucrado en un cálculo que afecte al agente</i></p>	<p><i>El razonamiento técnico del oponente en cuanto a la preocupación de la posible afectación comercial del agente transmisor es comprensible, sin embargo, siendo OS/OM una dependencia del ICE, tal como el agente transmisor, se considera pertinente que se elaboren las coordinaciones internas dentro del ICE</i></p>

	<p><i>transmisor, debería garantizarse la notificación a este agente también. Añadir el siguiente texto: “Una vez aprobado un sistema de medición, el CENCE informará al agente dueño del sistema, a la ARESEP, al EOR de su aceptación. Además, cuando el sistema de medición afecte a un agente transmisor, se le notificará también de la aceptación.”</i></p>	<p><i>para disponer de dicha información según se requiera, pues no son entes independientes de derecho. En vista de lo anterior se recomienda rechazar la petitoria del oponente en cuanto a la modificación del texto.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.8 Aceptación y registro de un sistema de medición comercial nuevo</i> <i>Punto 2. Verificación a TP y TC</i> <i>La norma IEC 60044 no se encuentra en vigencia, la que se encuentra vigente es la IEC 61869-1:2007.</i> <i>Existen otras normas aplicables para diferentes tipos de TC y TP, se debe tener una visión más abierta con respecto a lo que hay instalado y a las opciones tecnológicas disponibles. La serie normativa IEC 61869 contempla aproximadamente 11 normas que incluyen la gama de tipos de TC y TP disponibles.</i> <i>Modificar el texto de manera que se lea de la siguiente manera:</i> <i>“2. Verificación de TP y TC</i> <i>Se debe efectuar de acuerdo con el procedimiento de verificación de transformadores de instrumento del CENCE el cual está basado en la norma ANSI C57.13 y la serie de normas IEC 61869, vigente, el cual estará disponible en la página web del CENCE (...)”</i></p>	<p><i>Verificando la vigencia de las normas citadas en el punto anterior, se corrobora que el oponente lleva la razón, por lo que se recomienda acoger la solicitud y realizar los cambios en el procedimiento en cuestión.</i></p>

<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.10 Criterio de aprobación o rechazo para sistemas de medición comercial. Detallar los criterios de inconformidad en algún documento establecido y publicado por el CENCE. Agregar al final del texto de la sección 2.10 la siguiente indicación: "Estos criterios estarán disponibles para los agentes en la página WEB del CENCE".</i></p>	<p><i>Dado que, en varios otros artículos del procedimiento, se establece el sitio Web del CENCE como el lugar que alojará los distintos criterios, por una cuestión de consistencia y facilidad de acceso a estos, se recomienda acoger la propuesta del oponente y proceder a agregar el texto al final de la sección 2.10 del procedimiento en cuestión.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.10 Criterio de aprobación o rechazo para sistemas de medición comercial. El Negocio de Transmisión del ICE está directamente afectado con las extracciones que involucran pago por peaje de transmisión, sin embargo, no es titular de la mayoría de los sistemas de medición involucrados. El procedimiento debe garantizar la admisión de solicitudes de verificación por parte del Negocio de Transmisión del ICE cuando se tenga duda de un mal cálculo en las ventas por peaje de transmisión. Agregar en el texto del procedimiento lo siguiente: "También el dueño de un sistema de medición, o el Agente transmisor podrá solicitar al CENCE una inspección a los sistemas de medición del SIMEC".</i></p>	<p><i>Según la necesidad de pago de peaje de transmisión resulta conveniente que el agente transmisor pueda solicitar esta verificación ante dudas en los cobros, para garantizar la transparencia en el cobro, y evitar la indefensión en el pago. De acuerdo con lo anterior, se recomienda acoger la solicitud del oponente y realizar las modificaciones adecuadas en el texto.</i></p>

<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.13 Salida de servicio o mal funcionamiento de un sistema de medición comercial. El texto indica: “Cuando un agente detecte que un sistema de medición ha salido de servicio o presenta mal funcionamiento, debe informar de inmediato al CENCE y coordinar una intervención al mismo para resolver el problema según lo establecido en el presente reglamento (...)” Es necesario precisar en los casos donde no se tiene medidor de respaldo de dónde se tomaría la medición ante una salida del servicio. Incorporar en el procedimiento un método aplicable para circuitos de distribución que no dispongan de un medidor de respaldo. Por ejemplo, en caso de pérdida de datos del medidor principal, se obtengan los datos por diferencia entre los medidores de la barra.</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, en virtud de que la solicitud realizada para este punto queda solventada en la sección 2.14, por lo que se recomienda no acoger esta solicitud.</i></p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p><i>Sección 2.13 Salida de servicio o mal funcionamiento de un sistema de medición comercial. Para seguridad de los agentes transmisores que tengan afectación en sus cálculos de facturación por el sistema de medición que será intervenido, el CENCE como receptor de la solicitud y como tenedor de la información de las zonas de balance, debería enterar al agente transmisor de la intervención y de las medidas que se tomarán.</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, en virtud de que la solicitud realizada para este punto queda solventada en la sección 2.14, por lo que se recomienda no acoger esta solicitud.</i></p>

	<p>Agregar el siguiente texto al apartado</p> <p><i>“El CENCE notificará al agente transmisor de las intervenciones en sistemas de medición, así como las medidas que se adoptaron para la fiabilidad de los cálculos.”.</i></p>	
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p>Sección 2.14 Reposición de datos faltantes Literal e) El texto del literal e) indica: <i>“El cálculo de la generación o del consumo promedio de las últimas 72 horas previas a la falla, aplicable a todo período de indisponibilidad del sistema de medición.”</i> Debería llamársele inyección o entrega de energía en lugar de "generación", ya que por ejemplo en el caso del almacenamiento de energía no hay generación. Modificar el literal e) para que se lea de la siguiente forma: <i>“ e) El cálculo de la inyección (o entrega de energía) o del consumo promedio de las últimas 72 horas previas a la falla, aplicable a todo período de indisponibilidad del sistema de medición.”</i></p>	<p>Debido al modo de operación de las instalaciones de almacenamiento, es correcto indicar inyección de energía, pues no existe generación estrictamente hablando, por lo tanto, lleva la razón el oponente y se recomienda acoger su recomendación y proceder a realizar el cambio de redacción en el documento.</p>
<p><i>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</i></p>	<p>Sección 2.14 Reposición de datos faltantes Las condiciones presentadas no corresponden a los escenarios reales de los sistemas de medición de distribución. En los casos que no se tenga medidor de respaldo Agregar dos literales al final del texto: <i>“(…)</i></p>	<p>Se considera que no lleva razón el oponente, por cuanto las soluciones propuestas en la sección 2.14 muestran por orden de prioridad cómo proceder. Ambos casos expuestos por este, hacen alusión al caso de no existir 2 medidores, sin embargo a partir la</p>

	<p>f) Cuando la medición está en una barra se obtendrán los datos por diferencia entre los medidores de la barra.</p> <p>g) Estimación de la medición con el promedio de datos históricos (algún periodo representativo de acuerdo a su perfil)."</p>	<p>propuesta del punto f), esto quedaría cubierto con el punto d) existente en el procedimiento.</p> <p>Posteriormente, la propuesta del punto g) queda cubierta por el punto e) existente.</p> <p>En vista de lo anterior, se recomienda no acoger la solicitud.</p>
<p>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</p>	<p>Transitorio 2 y 5</p> <p>No indica el periodo de validez del transitorio.</p> <p>Indicar en el transitorio el período de validez.</p>	<p>Se considera que no lleva razón el oponente, pues se considera que la redacción actual es correcta y establece los plazos de manera adecuada.</p>
<p>Procedimiento 3. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)</p>	<p>Se propone la inclusión de un transitorio adicional que de plazo al CENCE para la acreditación bajo la Norma ISO 17020 de la Unidad de Verificación.</p> <p>Se propone agregar un transitorio 6 que incluya el siguiente texto: "A partir de la aprobación del presente procedimiento, el CENCE en un plazo máximo de xxx días naturales deberá obtener la acreditación emitida por ECA bajo la norma INTE/ISO 17020 en los alcances requeridos para dichas actividades de inspección."</p>	<p>Se considera que no lleva razón el oponente, pues en primera instancia, se considera que habiendo sido una misma dependencia del ICE quien propone los cambios, es de conocimiento institucional dichos requerimientos, además, seguidamente, de acuerdo con los tiempos de implementación que se requieran para cumplir con este transitorio, se debe iniciar, una vez vigente con el proceso de manera que se concluya a la brevedad, por lo que se recomienda no acoger la solicitud del oponente.</p>

<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Modificar el nombre “Programa Anual”. Sustituir el nombre de “Programa Anual” por “Plan Anual”.</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, dado que el nombre utilizado en la actualidad es Programa Anual, y es así conocido tanto por el OS como por el Ente Regulador. Por lo tanto, se recomienda no acoger la oposición.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Modificar la referencia a RTR. Sustituir RTR por Red de Transmisión Nacional o en su defecto RTN.</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, dado que la RTN forma parte de la RTR. Lo que se busca resaltar es que no es limitativo a la RTN, sino que debe incluir los elementos de la RTR que se encuentran en territorio nacional. En vista de lo anterior se recomienda no acoger la solicitud del oponente.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Cada vez que se hace referencia de la palabra generación, generadores, planta o empresa generadora indicar también plantas de almacenamiento de energía, proceso de almacenamiento de energía, etapas de almacenamiento, etc. Ejemplos donde aplica la observación anterior: Sección 1.1 Campo de Aplicación Línea 3 indica: “(…) elementos de transmisión y generación con el Centro Nacional (…)”</i></p>	<p><i>Dado que la actividad de almacenamiento de energía es una nueva actividad que se puede dar tanto en las etapas de generación, como en transmisión y en distribución de energía eléctrica, y por presentar características novedosas para el Sistema Eléctrico que impiden asignarla a una de las etapas tradicionales del sector, se considera razonable la</i></p>

	<p><i>Línea 6 indica: “(...) para todos los generadores que se conecten en cualquier punto (...)”</i></p> <p><i>Sección 1.2. Propósito</i></p> <p><i>Línea 2 indica: “(...) indisponibilidades de elementos de transmisión y generación del Sistema(...)”</i></p> <p><i>Línea 4 indica: “(...)o para entrada de nuevas instalaciones de generación y transmisión...”</i></p>	<p><i>petitoria, por lo que se agradece el comentario y se recomienda incorporar en las secciones del reglamento en cuestión, adonde corresponda.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Ejemplos de cambios propuestos:</i></p> <p><i>Sección 1.1. Campos de Aplicación</i></p> <p><i>Cambiar redacción en línea 3 para que se lea: “(...) para la coordinación de indisponibilidades de elementos de transmisión, generación y almacenamiento con el (...)”</i></p> <p><i>Cambiar redacción en línea 6 para se lea: “(...) con el CENCE aplica para todos los generadores y almacenadores (o plantas de almacenamiento) que se conecten en cualquier punto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).”</i></p> <p><i>Sección 1.2. Propósito</i></p> <p><i>Cambiar redacción de línea 2 para que se lea: “(...) indisponibilidades de elementos de transmisión y generación/almacenamiento del Sistema(...)”</i></p> <p><i>Cambiar redacción de línea 4 para que se lea: “(...)o para entradas de nuevas instalaciones de generación, almacenamiento y transmisión, ...”</i></p>	<p><i>Similar al punto anterior, y bajo los mismos argumentos, se recomienda acoger la solicitud del ICE, e incorporar en la redacción lo atinente a almacenamiento de energía.</i></p>

<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 1.3 Definiciones A raíz del comentario anterior se sugiere cambiar las definiciones de Empresa Generadora, Generador, Mercado Eléctrico Nacional y Sistema Eléctrico Nacional. Cambiar las definiciones señaladas para que se lean de la siguiente manera: Empresa generadora/almacenadora: “suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación/almacenamiento.” Generador/almacenador: (o en su defecto, poner una definición aparte para almacenador). “Mercado eléctrico Nacional (MEN): (...) etapas de generación, almacenamiento, transmisión, (...)” “Sistema Eléctrico Nacional: (...) conectados entre sí: Plantas de generación/almacenamiento, la red de transmisión, las redes de distribución...”</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, en el tanto las definiciones por utilizar corresponderán a las establecidas en la regulación nacional. Sin embargo, comprendiendo el espíritu de lo requerido, que es la incorporación del almacenamiento se recomienda acoger el planteamiento y realizar las adecuaciones de la redacción en el procedimiento, al respecto.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 1.3 Definiciones No se incluye definición para indisponibilidad de almacenamiento, ni para programa anual de indisponibilidades de almacenamiento. Incluir la definición para: Programa Anual de Indisponibilidad de almacenamiento.</i></p>	<p><i>Se recomienda aceptar parcialmente en cuanto al espíritu de la propuesta y se procede a corregir en el documento del Procedimiento, lo que corresponda.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 1.3 Definiciones Indisponibilidad de transmisión Indisponibilidad de generación Los términos “Indisponibilidad de</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, dado que en la definición de Indisponibilidad de transmisión se hace</i></p>

	<p><i>transmisión” e “Indisponibilidad de generación” pueden presentarse en instantes dados, eventos fortuitos y condiciones de programación puntuales o por intervalos.</i></p> <p><i>Modificar los términos de “Indisponibilidad de transmisión” e “Indisponibilidad de generación” para que tengan una redacción similar en lo que corresponde</i></p>	<p><i>hincapié en que se refiere a condiciones que impiden o restringen que un elemento o sistema de la red de transmisión para cumplir con su función, esto es, precisamente eventos fortuitos, o condiciones de programación puntuales, entre otros eventos, tal como lo señala el argumento del oponente. En cuanto a las indisponibilidades de generación, la definición usada en el procedimiento, menciona los estados operativos de las unidades de generación en las cuáles éstas no se encuentran disponibles para producir electricidad, todo esto puede ser derivado también de eventos fortuitos, condiciones de la fuente de energía, o bien de otras partes claves del conjunto de equipos de generación que permiten disponer de esa energía, por lo tanto se considera que ya la redacción existente cubre lo requerido en el argumento del oponente, por lo que se recomienda no acoger lo solicitado.</i></p>
--	---	---

<p>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</p>	<p>Sección 1.3 Definiciones Programa anual de indisponibilidades de transmisión Incluir en la definición solo a las indisponibilidades mayores y extender su aplicación a toda la red de transmisión. El texto original indica: “Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión: Lista de 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 , los mantenimientos menores de instalaciones que formen parte de la RTR, la entrada de nuevas instalaciones y las ampliaciones de transmisión.” Modificar texto de la definición para que se lea de la siguiente forma: “Plan Anual de Indisponibilidades de Transmisión: Lista de 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 Plan Anual de Indisponibilidades debe incluir todos los mantenimientos mayores de instalaciones que formen parte de la Red de Transmisión Nacional, la entrada de nuevas instalaciones y las ampliaciones de transmisión.”.</p>	<p>No lleva razón el oponente dado que ya la redacción existente permite comprender las generalidades de lo que debe contener el Programa de Indisponibilidades de Transmisión. La propuesta de modificación del oponente, se diferencia de la redacción original en que se incluya la especificidad de los mantenimientos mayores, menores, entradas de nuevas instalaciones y ampliaciones, sin embargo esto termina por generar una suerte de lista taxativa que limita y restringe el instrumento regulatorio, creando un marco menos flexible en caso de necesitar mayores detalles sobre los trabajos por realizar. Finalmente, lo solicitado por el oponente, puede ser solicitado como puntos mínimos por incluir por parte del Agente en las justificaciones, y siendo que este pertenece al mismo ICE, puede ser instruido para realizarlo. Por lo tanto, se recomienda no acoger la solicitud del oponente.</p>
--	---	--

<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 1.3 Definiciones Dentro del procedimiento se incluye los términos Agente Transmisor y Agente Generador, pero no están definidos. Incluir en la Sección 1.3 la definición para los términos Agente Transmisor y Agente Generador.</i></p>	<p><i>Se agradece la observación a las definiciones y se recomienda acoger la solicitud y agregar dichas definiciones en el procedimiento en cuestión.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 2.3 Según los elementos que se deban intervenir, las indisponibilidades se clasifican en: 2.3.1. Indisponibilidad Mayor El texto original indica: “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 CENCE defina por seguridad del SEN en conjunto con los agentes transmisores.” Algunas subestaciones que alimentan porciones radiales alternan los autotransformadores que están en línea; o sea, el respaldo funciona desenergizado, por lo que no debe considerarse como una indisponibilidad. Modificar el texto de manera que se lea: “Indisponibilidad mayor: Indisponibilidades de líneas de transmisión, autotransformadores (excepto los que alimentan porciones radiales), apertura de interruptores de enlace de barras, bloqueo de la protección diferencial de barras, pasos por barra auxiliar y cualquier otro que el CENCE defina por seguridad del SEN en conjunto con los agentes transmisores.”</i></p>	<p><i>No lleva razón el oponente en su argumento, dado que el ejemplo constituye una excepción en el modo de operación, no la regla, por lo tanto, se recomienda no acoger la solicitud.</i></p>

<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 3.1.</i></p> <p><i>Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión</i></p> <p><i>Punto 3.1.1</i></p> <p><i>El texto original indica:</i></p> <p><i>"(...) mejora de la red de transmisión o a la conexión de nuevas obras. 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 (...)."</i></p> <p><i>Descartar las indisponibilidades menores eliminando el siguiente texto:</i></p> <p><i>"El programa Anual también debe incluir los mantenimientos menores de instalaciones que formen parte de la RTR, como se detalla en las secciones siguientes."</i></p>	<p><i>No lleva razón el oponente en su solicitud, dado que no presenta una razón técnica que justifique hacer tal aclaración; por cuanto las indisponibilidades menores igualmente afectan el funcionamiento normal del sistema en algunos sectores. Debido lo anterior se recomienda no acoger la solicitud del oponente.</i></p>
---	--	--

<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección3.4. Aprobación de indisponibilidades Punto 3.4.2. El texto indica: “Cada solicitud debe ser analizada por el CENCE, quien informa 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.” Por planificación y programación de los mantenimientos y su cronograma de cumplimiento, se debería ampliar el plazo de 8 a 15 días naturales, para poder efectuar la coordinación indicada en el punto 3.5. Cambiar la redacción del punto 3.4.2. para que se lea de la siguiente manera: “3.4.2. Cada solicitud debe ser analizada por el CENCE, quien informa a través del sitio de indisponibilidades con al menos 15 días naturales antes de la ejecución a los agentes de su aprobación (...)”</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, dado que en la práctica este procedimiento se ha realizado por más de 10 años aplicando el criterio de 8 días naturales, esto por cuanto ha sido solicitud expresa de los agentes, o por razones de operación regional. En vista de lo anterior, se recomienda no acoger la solicitud del oponente.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 3.5. Coordinación con agentes afectados por indisponibilidades Punto 3.5.1. El texto indica: “(...) 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 (...)” El grado de cumplimiento se presta para subjetividad. Mantener la redacción propuesta generaría una inseguridad jurídica para todos los agentes involucrados.</i></p>	<p><i>Se agradece el comentario, y se comprende que la redacción original puede resultar en algún grado de subjetividad en la interpretación, por lo que se recomienda acoger la solicitud del oponente y realizar los cambios de redacción que eviten aseveraciones subjetivas como “en la medida de lo posible”.</i></p>

	<p><i>Debe precisarse dentro de la redacción cuáles son las medidas mínimas que el agente transmisor debe ejecutar para “reducir en la medida de lo posible el impacto sobre estos agentes”.</i></p>	
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 4.1 Programación de indisponibilidades menores de transmisión. Punto 4.1.1. ¿Lo indicado en esta sección aplica para las plantas de almacenamiento de energía cuando solicitan indisponibilidades menores? Aclarar en el texto del procedimiento si lo establecido en el punto 4.1.1. aplica para plantas de almacenamiento de energía cuando se solicita indisponibilidades menores</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, dado que, debido a sus comentarios anteriores a este reglamento, ya se procedió a acoger las solicitudes de aclaración a aquellos aspectos en los que se incluyen los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica; por lo que para este punto se recomienda no acoger este punto.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 4.1 Programación de indisponibilidades menores de transmisión. Punto 4.1.1. Por coordinaciones previas con clientes del transmisor para casos de módulos de transformadores reductores se debería ampliar el plazo mínimo de solicitud a 10 días naturales. Ampliar el plazo mínimo de solicitud indicado en el punto 4.1.1 de manera que se sustituya los 5 días naturales por 10 días naturales.</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, ya que los plazos son estipulados para cumplir con las obligaciones a nivel nacional y regional. Además, dichas coordinaciones se deben hacer previo a enviar la solicitud, por lo que dicho tiempo no debería contar dentro de los 5 días naturales y complicaría la operación del agente transmisor. Debido a lo anterior se recomienda no acoger dicha solicitud del oponente.</i></p>

<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 4.1 Programación de indisponibilidades menores de transmisión</i> <i>Punto 4.1.2.</i> <i>El texto original indica:</i> <i>“En el caso de indisponibilidades menores en instalaciones (...), los agentes transmisores deben incluirlas en el Programa Anual de Indisponibilidades o en sus actualizaciones mensuales cumpliendo con los plazos establecidos en los incisos 3.1 y 3.2 de este procedimiento.”</i> <i>Incluir las indisponibilidades menores únicamente en las actualizaciones mensuales.</i> <i>Modificar el texto eliminando “Programa Anual de Indisponibilidades” de manera que se lea:</i> <i>“4.1.2 En el caso de indisponibilidades menores en instalaciones(...), los agentes transmisores deben incluirlas en sus actualizaciones mensuales cumpliendo con los plazos establecidos en los incisos 3.1 y 3.2 de este procedimiento.”</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, en el tanto es necesario contemplar la instalación menor en el Plan Anual de Indisponibilidades de Transmisión, si se conocen de antemano y se deben actualizar mensualmente nuevas indisponibilidades o las existentes según corresponda. Por lo tanto, se recomienda no acoger la solicitud del ICE.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 4.1 Programación de indisponibilidades menores de transmisión</i> <i>Punto 4.1.3.</i> <i>El texto original indica:</i> <i>“Las solicitudes de indisponibilidades menores son analizadas por el CENCE, quien informa 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 CENCE es el responsable de velar por el cumplimiento de los criterios de</i></p>	<p><i>Se reitera lo mencionado por el punto 4.1.3, en el que las indisponibilidades o sus actualizaciones se rigen por los plazos establecidos en los incisos 3.1 y 3.2 de este procedimiento. Por lo tanto, se recomienda no acoger la solicitud del ICE.</i></p>

	<p><i>seguridad operativa durante la indisponibilidad.”</i></p> <p><i>Para estas solicitudes se debe indicar el plazo de aprobación para información del agente transmisor. Se sugiere un plazo de 5 días naturales antes de la ejecución para la aprobación de la solicitud de indisponibilidad.</i></p>	
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Sección 6.1</i></p> <p><i>Lineamientos para la ejecución de indisponibilidades</i></p> <p><i>Punto 6.1.1.</i></p> <p><i>El texto original indica:</i></p> <p><i>“6.1.1. Para toda indisponibilidad mayor el agente transmisor debe enviar al CENCE por correo y subir al sitio electrónico de indisponibilidades el protocolo (...) de la indisponibilidad”</i></p> <p><i>Se debe definir un solo medio oficial para inclusión del protocolo, para el cual ya existe la solicitud electrónica en la que se puede adjuntar a dicho protocolo.</i></p> <p><i>Modificar la redacción, considerando la indicación anterior del uso de un solo medio oficial para la inclusión del protocolo.</i></p>	<p><i>Se agradece la observación, y para conservar la lógica de la disponibilidad de documentación, se recomienda acoger la solicitud del oponente y disponer únicamente del sitio Web del OS, para tal fin, por lo que se recomienda acoger la solicitud del oponente y modificar el texto en cuestión.</i></p>
<p><i>Procedimiento 4. Coordinación de indisponibilidades del SEN</i></p>	<p><i>Secciones 7, 8 y 9</i></p> <p><i>En estas secciones se hace referencia a indisponibilidades de generación, pero no se aclara si esta clasificación incluye también a las plantas de almacenamiento de energía.</i></p> <p><i>Hacer referencia en estas secciones que las indisponibilidades incluyen también a plantas de almacenamiento de energía.</i></p>	<p><i>Se considera que no lleva razón el oponente, dado que, debido a sus comentarios anteriores a este reglamento, ya se procedió a acoger las solicitudes de aclaración a aquellos aspectos en los que se incluyen los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica; por lo que para este punto se recomienda no acoger este punto.</i></p>

En este contexto, realizada la valoración y respuesta de todos los argumentos de oposición, se procede a plantear las propuestas de los procedimientos 1, 2, 3 y 4, según la instrucción de la Junta Directiva de la Aresep, los cuales se incluyen en el anexo 1 a este documento.

III. CONCLUSIONES

1. *De conformidad con la resolución RE-0147-JD-2022 de la Junta Directiva, se da respuesta a todos los argumentos de oposición interpuestos por el ICE a los procedimientos 1, 2, 3 y 4, y se procede a la actualización de dichos procedimientos.*

[...]

- II. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1) Dar por conocido y recibido el informe IN-0034-IE-2023 del 27 de febrero de 2023 y su Anexo 1, mediante el cual la Intendencia de Energía acató lo dispuesto en el “*Por Tanto VII*” de la resolución de Junta Directiva RE-0147-JD-2022, del 24 de noviembre de 2022, analizando las posiciones presentadas por el Instituto Costarricense de Electricidad presentadas durante el procedimiento de consulta pública y la elaboración de la propuesta final de los procedimientos 1, 2, 3 y 4 del OS/OM, debidamente ajustados. 2) Aprobar los siguientes procedimientos:
 - Procedimiento 1. Procedimiento Coordinación del Racionamiento
 - Procedimiento 2. Procedimiento Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN
 - Procedimiento 3. Procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)
 - Procedimiento 4. Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN
- III. Que en sesión ordinaria 89-2023 celebrada el 31 de octubre de 2023, cuya acta fue ratificada el 07 de noviembre de 2023; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del informe IN-0034-IE-2023, de cita, acuerda dictar la presente resolución.

**POR TANTO:
LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

Con fundamento en las potestades conferidas en las Leyes, N° 7593 Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus reformas y la N° 6227 Ley General de Administración Pública, al tenor de lo establecido en el artículo 150 del 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” (Reglamento de Detalle), aprobado mediante resolución RJD-006-2014.

RESUELVE:

- I. Dar por conocido y recibido el informe IN-0034-IE-2023 del 27 de febrero de 2023 y su Anexo 1, mediante el cual la Intendencia de Energía acató lo dispuesto en el “*Por Tanto VII*” de la resolución de Junta Directiva RE-0147-JD-2022, del 24 de noviembre de 2022, analizando las posiciones presentadas por el Instituto Costarricense de Electricidad presentadas durante el procedimiento de consulta pública y la elaboración de la propuesta final de los procedimientos 1, 2, 3 y 4 del OS/OM, debidamente ajustados.
- II. Aprobar los procedimientos del Anexo 1 al informe IN-0034-IE-2023 del 27 de febrero de 2023, que se detallan a continuación:
 - Procedimiento 1. Procedimiento Coordinación del Racionamiento
 - Procedimiento 2. Procedimiento Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN
 - Procedimiento 3. Procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)
 - Procedimiento 4. Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN

**Procedimiento 1. Procedimiento Coordinación del Racionamiento
COORDINACIÓN DE RACIONAMIENTOS**

1. GENERALIDADES

1.1. Campo de aplicación

Este procedimiento aplica al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) en su condición de Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica, y a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) respecto a los mecanismos para la

coordinación, definición de acciones y la comunicación que debe imperar antes, durante y después de un proceso de racionamiento de energía, con el fin de mantener una operación segura y confiable del SEN, buscando la menor afectación posible al usuario final.

Este documento es de acatamiento obligatorio para los Agentes del MEN.

La generación distribuida para autoconsumo queda excluida del campo de aplicación al considerarse esta un servicio no regulado.

1.2. Propósito

Establecer los mecanismos de coordinación, comunicación y actuación antes, durante y después de un racionamiento de energía, con el fin de mantener una operación segura y confiable del SEN, con la menor afectación posible de los habitantes de Costa Rica en cuanto a la frecuencia, duración y horario del racionamiento.

Minimizar la afectación de los racionamientos en la actividad económica del país.

1.3. Definiciones

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN:

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) 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.
- 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.

Agente Transmisor o Transmisor: es el titular o poseedor de instalaciones de transmisión en el SEN y con la concesión para realizar la actividad y proveer servicios de transmisión en Costa Rica.

Autonomía: Cantidad de días estimados por el OS/OM en que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuenta con recursos de generación y almacenamiento de energía suficientes para atender la totalidad de la demanda de energía.

Agente Distribuidor, Distribuidor o Empresa distribuidora: prestador cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Centro Nacional de Control de Energía (CENCE): Dependencia del ICE quien realiza las funciones de OS/OM de Costa Rica.

Mercado Eléctrico Nacional (MEN): Ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

Operador de Sistema/ Operador de Mercado (OS/OM): es la entidad responsable del planeamiento operativo, despacho y operación en tiempo real del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación nacional y regional, incluyendo la operación del mercado como responsable de coordinar los intercambios de energía y servicios auxiliares regionales del MEN y MER. Por ley esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

Perfiles de Carga de los circuitos de distribución: Corresponde a los valores de demanda (kilowatts) por períodos de 24 horas con integraciones de cada 15 minutos, iniciando con el primer valor registrado de las 00:00 a las 00:15 horas, hasta el último valor registrado del día, de las 23:45 a las 24:00 horas, para un total de 96 valores diarios.

Plan Nacional de Racionamiento (PNR): Documento donde se establecen las magnitudes de energía a racionar por empresa distribuidora de energía eléctrica, asociadas a subestaciones, circuitos, ramales, lugares afectados y horarios de afectación, además de establecer el proceso de coordinación, comunicación y actuación que conlleva el mismo y que debe imperar antes, durante y después de un racionamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional. Para cada año se tendrá un PNR en específico.

Racionamiento eléctrico: Condición de explotación del Sistema Eléctrico Nacional, en la que no es posible satisfacer en todo momento y de forma total, la demanda de potencia y energía, debido a un déficit en la potencia, la energía o a condiciones de seguridad operativa del SEN. El racionamiento eléctrico implica la interrupción programada y ordenada del suministro eléctrico a los abonados y usuarios.

Regulación Nacional: es la normativa del MEN, compuesta por las leyes, decretos, normas y reglamentos dictados para el sector eléctrico dictados por el Gobierno de la República, MINAE o Aresep.

Regulación Regional: es la normativa del MER, compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Reglamentos dictados y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución, sistemas de almacenamiento de energía 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.

Sistema de almacenamiento: conjunto de infraestructura (civil, eléctrica y mecánica) y equipos que permiten acumular energía por diferentes tecnologías para su utilización de manera diferida, así como el posterior suministro de esta al SEN

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del Sistema Eléctrico Nacional

Usuario en alta tensión: persona física o jurídica conectada al Sistema Eléctrico Nacional en alta tensión y que es consumidor final de energía en ese punto de conexión.

1.4. Acrónimos

Aresep: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

CENCE: Centro Nacional Control de Energía, Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.

COOPEALFARO RUIZ R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L.

COOPEGUANACASTE R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.

COOPELESCA R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L.

COOPESANTOS R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R.L.

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago

PNR: Plan Nacional de Racionamiento.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

1.5. Abreviaturas

MW: megawatt.

MWh: megawatt hora.

2. ELABORACIÓN PLAN NACIONAL DE RACIONAMIENTO

2.1. Plan Nacional de Racionamiento

El Plan Nacional de Racionamiento es un documento con vigencia anual, que consolida los programas de racionamiento que debe presentar cada empresa distribuidora, según lo solicite el OS/OM basado en los estudios sobre la probabilidad de que se presente un faltante de energía en el SEN. Este plan contiene los cálculos y previsiones requeridos para enfrentar una posible contingencia de este tipo. Además, dicho plan consolida los programas de racionamiento que debe presentar cada empresa distribuidora según lo solicite el OS/OM, perfiles de carga de circuitos o ramales de distribución de energía y los mecanismos de coordinación y comunicación que deben imperar antes, durante y después de un potencial racionamiento, o racionamiento declarado.

2.2. Programación de bloques de energía y escenarios probables de racionamiento

Para la elaboración del PNR el OS/OM define escenarios probables de racionamiento y los bloques respectivos de energía deficitaria, basados en los estudios anuales de planeamiento operativo. Los bloques de energía serán calculados con base en la potencia faltante multiplicada por distintos tramos de tiempo en horas.

El OS/OM definirá la magnitud de los bloques de energía a racionar, buscando que el racionamiento tenga el menor impacto posible para el Sistema Eléctrico Nacional y los usuarios del mismo, tomando en consideración las prioridades de racionamiento establecidas en este procedimiento y en la norma AR-NT-POASEN vigente.

El OS/OM, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.5, actualizará los bloques de energía y los Escenarios Probables de Racionamiento y mantendrá esta información actualizada a disposición de las empresas distribuidoras y del Ente Regulador en el formato que establezca el OS/OM y que se encuentra en su sitio web.

2.3. Participación en el PNR

Para cada bloque de energía se establece una participación por empresa distribuidora, la cual es proporcional a las ventas totales de energía (MWh) que registraron las empresas durante el año calendario anterior a la fecha de elaboración del PNR, con base en los datos suministrados por la Aresep. El OS/OM, con la información brindada por Aresep, actualizará la proporcionalidad en las ventas de cada empresa el 01 de octubre de cada año y mantendrá esta información disponible para las empresas distribuidoras en el sitio web del OS/OM. Lo anterior de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-POASEN vigente.

Las Empresas distribuidoras están en la obligación de participar en los racionamientos de energía eléctrica y deben respetar la magnitud de potencia indicada para cada hora establecida en los Escenarios Probables de Racionamiento.

2.4. Criterios de interrupción

Cada Empresa Distribuidora debe clasificar sus circuitos de acuerdo con su importancia y con su condición de circuitos no interrumpibles, según los criterios de interrupción establecidos de la norma técnica AR-NT-POASEN vigente, así como los siguientes criterios de priorización:

- a) Prioridad de Racionamiento 1: Circuitos con carga dominante residencial.
- b) Prioridad de Racionamiento 2: Circuitos con influencia de cargas industriales, cargas comerciales y cargas generales como centros de oficinas, entre ellas las de Gobierno central y locales, Ministerios, Instituciones autónomas, Municipalidades, iglesias.
- c) Prioridad de Racionamiento 3 (considerados como potencialmente no interrumpibles): Servicios públicos y estratégicos esenciales tales como: energía, telecomunicaciones, clínicas y hospitales, aeropuertos, circuitos por los que se inyecte generación o energía proveniente de sistemas de almacenamiento de energía al SEN, principales sistemas de acueductos, bomberos, estaciones de bombeo de combustible. Estos circuitos se pueden llegar a racionar siempre y cuando los servicios esenciales no sean afectados porque los clientes cuenten con plantas termoeléctricas de respaldo y se realice una estrecha comunicación con los abonados y usuarios sobre los horarios de afectación del servicio.
- d) En los casos en que se cuente con la totalidad de servicios con medición inteligente y desconexión remota, la prioridad de racionamiento podrá establecerse directamente sobre los servicios y no sobre la totalidad del circuito.

2.5. Definición de circuitos que participan en los escenarios probables de racionamiento

Durante el mes de noviembre de cada año el OS/OM debe definir los escenarios probables de racionamiento para el siguiente año y lo informará al agente transmisor y a todas las empresas distribuidoras a más tardar el 15 de noviembre de cada año o en su defecto el día hábil inmediato anterior. Cada empresa distribuidora tiene la responsabilidad de asociar los circuitos de su red de distribución a los bloques de energía definidos en los escenarios probables de racionamiento, de manera que cada empresa tenga su programa específico de racionamiento debidamente establecido.

Los bloques de energía se pueden asociar con circuitos o con segmentos de ellos, según resulte de conveniencia para la empresa distribuidora y buscando la menor afectación posible de los abonados y usuarios. Para tal efecto las empresas distribuidoras deben llenar el formato que establezca el OS/OM y que se encuentra en su sitio web, y cargarlo en este sitio a más tardar el primer día hábil del mes de diciembre de cada año.

Con esta información, el OS/OM debe consolidar la información en el Plan Nacional de Racionamiento (PNR), en el cual se establece para cada bloque horario el nombre de los circuitos afectados o segmentos de ellos y qué lugares son los sujetos de cortes de energía. Este Programa se mantendrá disponible para las Empresas Distribuidoras y la Autoridad Reguladora.

2.6. Actualización de los perfiles de carga de los circuitos

Cada Empresa distribuidora debe enviar al OS/OM por medio de la página web en el formato establecido, los perfiles de carga típicos de cada mes de cada circuito o segmento que compone su red de distribución, indicando la prioridad de racionamiento en la cual está ubicado, según lo establecido en el numeral 2.4 de este procedimiento. Los perfiles correspondientes al periodo noviembre a octubre se deben enviar al OS/OM en los primeros 15 días naturales de noviembre.

La empresa distribuidora es responsable de enviar al OS/OM la actualización de esta información cuando se habiliten nuevos circuitos o existan modificaciones importantes en la red de distribución. La actualización debe enviarse como máximo 1 mes natural después de realizados los cambios.

2.7. Oficialización del PNR

Con la información de los perfiles de carga y con los programas de racionamiento particulares de cada empresa distribuidora, el OS/OM debe revisar y ajustar lo que considere pertinente, de tal manera que el PNR quede debidamente oficializado durante el mes de enero de cada año. En caso de que se detecten incongruencias o incumplimientos, el OS/OM se comunicará con la empresa distribuidora de energía a la mayor brevedad posible, para que se proceda a realizar los ajustes del caso, de manera tal que se cumplan las expectativas, tanto de la empresa distribuidora en su manejo operativo de la red de distribución, como del OS/OM en la operación del Sistema Eléctrico Nacional bajo un estado excepcional de racionamiento.

2.8. Definición y actualización de los canales de comunicación

A más tardar el 15 de diciembre de cada año:

- a) Las empresas distribuidoras, en el formato y medio que el OS/OM establezca, actualizarán la información de las dependencias y funcionarios responsables de:
 - Titulares y suplentes encargados recibir las alertas y comunicados del OS/OM relacionados con racionamientos.
 - Titulares y suplentes encargados de ejecutar el racionamiento de energía, los cuales tendrán contacto directo con los Operadores del OS/OM.

- b) El OS/OM comunicará al agente transmisor y las empresas distribuidoras la información de las dependencias y funcionarios responsables de atender lo relacionado con los racionamientos de energía eléctrica, así como el canal de comunicación a utilizar.

El OS/OM mantendrá esta información disponible para el agente transmisor y las empresas distribuidoras en el sitio web.

3. EJECUCIÓN DEL PLAN DE RACIONAMIENTO

3.1. Monitoreo de los recursos de generación y de la demanda nacional

Es responsabilidad del OS/OM el monitoreo constante de la disponibilidad de los recursos de generación en función de la demanda nacional, actual y futura, de manera que se prevea con la suficiente antelación la posibilidad de un déficit de energía para satisfacer la demanda eléctrica, que pueda implicar un racionamiento. Este monitoreo está amparado en los estudios de planeamiento operativo de corto y mediano plazo que en forma periódica realiza el OS/OM, el cual es el ente responsable de tomar la decisión de iniciar el evento de racionamiento cuando corresponda.

En caso de que en un estudio de planeamiento operativo de mediano plazo se identifique una probabilidad de déficit en los siguientes 6 meses, el OS/OM debe informarlo cumpliendo con los plazos establecidos en la norma AR-NT-POASEN vigente.

3.2. Condiciones para un racionamiento

El OS/OM debe mantener una vigilancia permanente sobre las existencias de volumen de agua turbinable de los embalses con capacidad de almacenamiento plurianual y estacional, así como las existencias de combustibles para las plantas termoeléctricas y demás recursos de generación disponibles incluyendo energía almacenada en sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico nacional. Cuando tales existencias sean sólo suficientes para una autonomía de 10 días naturales, bajo las condiciones meteorológicas imperantes y de suministro de fuente primaria de energía, el OS/OM debe emitir una alerta sobre el riesgo de que haya déficit de energía y en consecuencia un potencial racionamiento.

Esta situación debe ser monitoreada constantemente por el OS/OM y en caso de determinarse que es inminente el racionamiento porque la autonomía ha llegado a 5 días naturales, se deben activar los mecanismos de coordinación y comunicación necesarios que este procedimiento establece.

Es importante destacar que entre el día que se presente la autonomía de 10 días naturales y la autonomía de cinco días naturales, es incierto el tiempo que pueda pasar, ya que dependerá de las condiciones meteorológicas y de otros recursos imperantes.

Cuando haya una autonomía de 10 días naturales, el OS/OM debe informar esta condición a los Agentes del MEN y entidades competentes, así como emitir las recomendaciones sobre las medidas a tomar para reducir el consumo eléctrico nacional.

3.3. Magnitud del Racionamiento y definición bloques de energía

Una vez establecida la condición de racionamiento, el OS/OM debe determinar la magnitud de este, tanto en potencia como en tiempo, de manera que la energía calculada sujeta de racionamiento, sea aproximadamente la que se está presentando como deficitaria en la operación del Sistema Eléctrico Nacional y se logre el equilibrio bajo las nuevas condiciones.

Una vez calculado el déficit de energía presente, el OS/OM define el o los escenarios de racionamiento que deben aplicarse y que han sido previamente establecidos mediante el Plan Nacional de Racionamiento. Los escenarios ahí indicados corresponden a la mejor estimación realizada por el OS/OM, y serán ajustados según las necesidades reales de racionamiento que se presenten en el Sistema Eléctrico Nacional.

3.4. Ejecución del racionamiento

El racionamiento debe ser ejecutado por las Empresas distribuidoras cumpliendo el período de interrupción y la magnitud de la demanda de acuerdo establecido en el PNR. Durante el periodo de racionamiento, diariamente el OS/OM debe enviar al agente transmisor y las Empresas distribuidoras el Programa de Racionamiento de los siguientes 5 días naturales, indicando el bloque de energía que será sujeto de racionamiento, así como el lapso y las horas en que debe aplicarse la desconexión de carga, utilizando los formatos definidos por el OS/OM. Los resultados serán evaluados cada 24 horas.

En caso de presentarse una contingencia adicional, por ejemplo, la salida de una planta de generación, que provoque cambios al Plan de Racionamiento en ejecución, los ajustes al mismo serán comunicados inmediatamente por medio del canal establecido en el numeral 2.8.

Una vez que cada empresa distribuidora ha procedido a realizar la desconexión de los circuitos establecidos en el Programa de Racionamiento, los responsables asignados por las empresas distribuidoras deben informar al OS/OM por los canales que este ha establecido, en cumplimiento de lo indicado en este procedimiento.

Durante la ejecución del racionamiento no será permitidas las exportaciones de energía al MER.

3.5. Despacho de generadores durante el racionamiento

Durante el periodo en que se ejecute el racionamiento, todos los generadores, sistema de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía del SEN deben acatar las instrucciones de despacho que el OS/OM emita.

4. COMUNICADOS OFICIALES DE ALERTAS, EJECUCIÓN Y FINALIZACIÓN DE RACIONAMIENTO

El OS/OM es responsable de emitir los Comunicados Oficiales de Alerta y de Ejecución de Racionamiento en los formatos o medios establecidos y hacerlo llegar a las instancias responsables de cada empresa distribuidora y demás agentes del SEN, siguiendo los plazos establecidos en el numeral 3.2, de manera que las empresas distribuidoras tengan el tiempo necesario para informar a sus clientes sobre el racionamiento.

Una vez que las Empresas Distribuidoras reciban el Comunicado Oficial de Ejecución de Racionamiento de parte del OS/OM (5 días naturales antes de la ejecución de este), deben informar de inmediato a sus clientes sobre la duración, frecuencia y ubicación de los racionamientos programados en su área de distribución. Los plazos para emitir comunicados de racionamiento aplican siempre y cuando las circunstancias asociadas a la operación del Sistema Eléctrico Nacional permitan informar con esta anticipación. Los comunicados que debe emitir el OS/OM son:

- a) El Comunicado Oficial de Alerta de Racionamiento debe ser emitido por el OS/OM cuando los recursos de generación y de almacenamiento de energía disponibles sean solo suficientes para brindar una autonomía de 10 días naturales, para la atención de la totalidad de la demanda eléctrica nacional. En caso de que después del primer Comunicado Oficial de Alerta de Racionamiento la disponibilidad de recursos para la generación y almacenamiento de energía eléctrica mejore sustancialmente, el OS/OM enviará a todas las empresas distribuidoras un comunicado levantando la condición de alerta. De revertirse la situación, el OS/OM volverá a emitir un nuevo Comunicado Oficial de Alerta de Racionamiento.
- b) El Comunicado Oficial de Ejecución del Racionamiento será emitido por el OS/OM cuando los recursos de generación y de almacenamiento de energía disponibles sean solo suficientes para brindar una autonomía de 5 días naturales, para la atención de la totalidad de la demanda eléctrica nacional.

Cuando se emita el Comunicado Oficial de Ejecución de Racionamiento, éste no tendrá retorno, es decir, el racionamiento deberá iniciar 5 días naturales después de este comunicado, al margen de los días de autonomía que presenten los embalses.

- c) Para la finalización del racionamiento, el OS/OM debe emitir un comunicado, luego de verificar que las condiciones que dieron origen al racionamiento ya no se presentarán más.

El responsable del agente transmisor y cada empresa distribuidora debe confirmar al OS/OM el recibo del comunicado, por medio del correo electrónico, inmediatamente después de recibido.

El OS/OM es el responsable de la comunicación a nivel nacional del inicio y finalización del racionamiento.

5. INFORMES DEL RACIONAMIENTO

Son de acatamiento obligatorio la preparación y envío de los siguientes informes:

- a) Durante el periodo de racionamiento, diariamente antes de las 08:00 horas cada empresa distribuidora debe enviar el Informe diario de afectación de circuitos del día anterior al OS/OM, en el formato establecido por OS/OM y publicado en su sitio web.
- b) Semanalmente el OS/OM debe presentar un informe del racionamiento para Aresep, que incluya lo establecido en la norma técnica AR-NT-POASEN vigente.
- c) Quincenalmente las empresas distribuidoras presentarán un informe del racionamiento a la Aresep con copia al OS/OM, que incluya lo establecido en la norma técnica AR-NT-POASEN vigente
- d) Una vez finalizado el racionamiento, el OS/OM debe emitir el Informe Consolidado Total de Afectación de Circuitos, midiendo el impacto nacional en términos de energía no servida, tomando en cuenta lo indicado por las empresas distribuidoras en los informes entregados al OS/OM.
- e) De igual forma, el OS/OM debe preparar una memoria sobre el racionamiento, detallando la fase previa (condición de los recursos de generación y almacenamiento de energía), afectación cronológica, impacto energético y económico, a partir de la información propia y la enviada por las empresas distribuidoras.
- f) El OS/OM debe remitir, a solicitud de los organismos regionales, la información relacionada con el racionamiento y la afectación al SEN que éstos soliciten, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

6. INCUMPLIMIENTOS Y DISCONFORMIDADES

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

En caso de disconformidades entre los resuelto por el OS/OM en el PNR y los Agentes del MEN, se deberá presentar ante Aresep todo documento que respalde la posición de las partes y la solicitud de criterio para que el ente regulador resuelva.

TRANSITORIO

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, el OS/OM en un plazo máximo de 6 meses, debe desarrollar las aplicaciones, formatos y herramientas de registro en línea para poner a disposición en el sitio web.

El procedimiento entrará a regir 12 meses a partir de su aprobación y publicación.

Procedimiento 2. Procedimiento Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN

CRITERIOS DE SEGURIDAD PARA LA PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SEN

1. GENERALIDADES

1.1. Campo de aplicación

Este procedimiento debe ser aplicado por todos los Agentes del MEN, según lo indicado por la regulación nacional y regional vigente. Los criterios deben aplicarse tanto para la condición actual de operación del SEN, incluyendo la operación normal y la operación durante indisponibilidades programadas, así como para el planeamiento de las obras de generación y transmisión futuras.

Estos criterios deben aplicarse en la planificación y operación integrada del SEN como parte del Sistema Eléctrico Regional de América Central.

Este procedimiento no es aplicable la generación distribuida para autoconsumo modalidad medición neta sencilla.

1.2. Propósito

El propósito de este procedimiento es establecer los Criterios de Seguridad Operativa que deben utilizarse para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La definición y aplicación de estos criterios es importante para evitar que como consecuencia de las contingencias en el SEN se afecte la continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica. La meta principal es reducir el riesgo de que ocurran pérdidas descontroladas de generación y de carga, así como apagones totales o parciales del Sistema Eléctrico Nacional.

Estos criterios de seguridad deben aplicarse para que el sistema eléctrico de Costa Rica sea planificado, diseñado y operado, de tal manera que soporte las contingencias establecidas y para limitar las consecuencias derivadas de las mismas.

1.3. Definiciones

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Acción correctiva: medida que se toma para que la operación del sistema eléctrico cumpla con los límites y consecuencias establecidas en los criterios de seguridad.

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN:

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) 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.

- 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.

Agente Generador, Generador o Empresa Generadora: Todo agente del MEN que participe en la etapa de generación ya sea por medio de plantas de generación o sistemas de almacenamiento de energía.

Agente Distribuidor, Distribuidor o Empresa Distribuidora: Todo agente del MEN que participe en la etapa de distribución de energía eléctrica.

Barra: punto de interconexión de diferentes componentes del sistema eléctrico. El concepto de barra de una subestación incluye todos los elementos que están dentro del área de la protección diferencial de barras correspondiente.

Carga eléctrica: es la potencia instantánea consumida por un usuario.

Centro Nacional de Control de Energía (CENCE): Dependencia del ICE quien realiza las funciones de OS/OM de Costa Rica.

Componente: para efectos de este procedimiento, se refiere a todo equipo que forma parte del sistema eléctrico nacional, tales como generadores, sistemas de almacenamiento de energía, transformadores, autotransformadores, líneas de transmisión, barras de subestación, equipos de compensación reactiva y equipos especiales de transmisión.

Componente fallado: es aquel componente que sufre una falla y que sale de operación como consecuencia de esta.

Componente crítico: es aquel componente cuya falla en un momento determinado, compromete la integridad del sistema eléctrico nacional. La aplicación de criterios de seguridad operativa permite evitar la existencia de tales componentes.

Componente fuera de servicio: componente que sale o no se encuentra en operación en el SEN.

Contingencia: es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del SEN, de forma inesperada, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico, que pueden llevar al SEN a condiciones topológicas y con parámetros eléctricos fuera de lo establecido como tolerable dentro de los Criterios de seguridad operativa y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

Contingencia única o sencilla: ocurre cuando un evento provoca la salida de servicio de un único componente del sistema eléctrico.

Contingencia múltiple: ocurre cuando un evento provoca la salida de servicio de dos o más componentes de manera simultánea o en forma casi simultánea.

Contingencia extrema: ocurre cuando un evento provoca la salida de dos o más componentes críticos que salen de operación simultáneamente o en forma casi simultánea, provocando un alto impacto sobre el sistema eléctrico y en general con un alto riesgo de que cause un apagón total (pérdida de la barra completa de una subestación crítica, pérdida simultánea de dos plantas generadoras, entre otros).

Criterio de contingencia única o sencilla: establece que si todos los componentes disponibles (generadores, transformadores, líneas de transmisión y otros) del sistema eléctrico están operando normalmente y un único componente sale de operación súbitamente, el sistema debe pasar a otro estado de operación estable, que también cumple con todos los criterios establecidos, sin ninguna intervención manual o automática.

Criterios de seguridad operativa: conjunto de definiciones y reglas que establecen la forma en que se debe desempeñar el Sistema Eléctrico Nacional, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias

Desconexión automática de un componente: es la salida de servicio de un componente, producida por la acción de un sistema de protección, cuyo fin es aislar el componente fallado.

Desconexiones en cascada: salidas de servicio de varios componentes del SEN ocasionadas por un evento, que provoca primero la desconexión de un componente y que posteriormente se desconectan automáticamente otros componentes como consecuencia de la pérdida del primero. Las desconexiones en cascada provocan una pérdida descontrolada de componentes, carga y generación y representan una amenaza importante a la seguridad del sistema eléctrico.

Esquema de protección: es el formado por el conjunto de sistemas de protección de una planta o subestación.

Equipos de compensación reactiva: equipos utilizados como fuentes de potencia reactiva para compensar el factor de potencia o para controlar la tensión en los nodos del sistema eléctrico. Incluye reactores, condensadores fijos, condensadores sincrónicos, compensadores estáticos de VAR (SVC) y cualquier otro equipo que sea utilizado para el control de tensión (voltaje) mediante la inyección o absorción de potencia reactiva.

Equipos especiales de transmisión: equipos utilizados con el objetivo principal de incrementar los límites de transmisión de potencia de un sistema eléctrico, generalmente utilizando electrónica de potencia. Incluye enlaces en corriente directa, sistemas de transmisión flexible (FACTS), entre otros.

Estado normal de operación de un componente: es aquel en que un componente del sistema eléctrico opera dentro de su límite de capacidad nominal.

Estado anormal de operación de un componente: es aquel en que un componente del sistema eléctrico opera fuera de sus límites nominales de capacidad.

Evento: es un hecho que puede ocurrir en cualquier instante y afectar la operación del SEN o el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y de los CCSD, que podría provocar cambios topológicos en la RTN, desconexiones de carga o generación, variaciones de frecuencia y/o tensión (voltaje) fuera de los ámbitos admisibles determinados por la regulación nacional o regional.

Falla: Cese de la capacidad de un elemento, componente o sistema eléctrico para realizar la función para la que fue concebido, afectando su estado normal de operación.

Falla de fase a tierra o monofásica: cortocircuito que ocurre al producirse el contacto de una de las fases de un sistema eléctrico a tierra.

Falla trifásica: cortocircuito que ocurre al producirse el contacto de las tres fases de un sistema eléctrico (puede ser a tierra o sin involucrar el contacto con esta).

Función de protección primaria: acción de desconectar del sistema eléctrico únicamente el componente fallado, por medio de un sistema de eliminación de fallas.

Función de protección de respaldo: acción para liberar la falla que no fue eliminada por la función de protección primaria a través del sistema de eliminación de fallas. Puede efectuarse en forma local por medio de un sistema de eliminación de fallas adicional en la misma subestación, o en forma remota utilizando los sistemas de eliminación de fallas de las subestaciones adyacentes.

Mantenimiento programado: indisponibilidad de uno o más componentes del sistema eléctrico aprobada en el Programa Anual de Indisponibilidades o en sus actualizaciones mensuales.

Mecanismo de acción correctiva: sistema manual o automático para desconectar carga o generación, o para aislar partes del sistema eléctrico en forma controlada, cuyo objetivo es evitar la desconexión descontrolada en cascada, que podrían llevar a un colapso total del sistema.

Mercado Eléctrico Nacional (MEN): Ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

Operador de Sistema/ Operador de Mercado (OS/OM): es la entidad responsable del planeamiento operativo, despacho y operación en tiempo real del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación nacional y regional, incluyendo la operación del mercado como responsable de coordinar los intercambios de energía y servicios auxiliares regionales del MEN y MER. Por ley esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (OS/OM)

Pérdida de carga controlada: es la desconexión de carga que se realiza por medio de acciones manuales o automáticas con el objetivo de salvaguardar la integridad del sistema eléctrico.

Planta de generación: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.

Regulación Nacional: es la normativa del MEN, compuesta por las leyes, decretos, normas y reglamentos dictados para el sector eléctrico dictados por el Gobierno de la República, MINAE o Aresep.

Regulación Regional: es la normativa del MER, compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Reglamentos dictados y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

Sistemas de almacenamiento de energía: conjunto de infraestructura (civil, eléctrica y mecánica) que permiten acumular energía por diferentes tecnologías para su utilización de manera diferida así como el posterior suministro de esta al SEN

Sistema de eliminación de fallas: está formado por los componentes que en forma conjunta se utilizan para liberar una falla. Incluye relevadores de protección, canales de disparo, cables de control, interruptores, transformadores de corriente y de potencial, fuentes de alimentación de corriente directa, canales de comunicación y elementos auxiliares.

Sistema de protección: está formado por un conjunto de sistemas de eliminación de fallas de un módulo de una subestación, de un generador, de un transformador o de otros componentes del sistema eléctrico. En el caso de las líneas de transmisión se tiene un sistema de protección en cada terminal.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, sistemas de almacenamiento, 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.

Sistema Eléctrico Regional: sistema eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos nacionales de los seis países de Centroamérica y sus líneas de interconexión.

1.4. Acrónimos

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica.

CCSD: Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño

CENCE: Centro Nacional Control de Energía, Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

P.U.: valores en por unidad (adimensionales) referidos a un valor base de la variable de interés.

RTN: Red de Transmisión Nacional

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

2. CRITERIOS APLICABLES DE SEGURIDAD PARA LA PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SEN

2.1. Criterios de Seguridad

Los Criterios de Seguridad para la Planificación, Diseño y Operación del SEN se encuentran en la tabla 1. En los estudios eléctricos del SEN realizados para planificar, diseñar y operar el mismo deben simularse las contingencias descritas en la tabla y debe observarse el cumplimiento de los límites y consecuencias aceptables.

Los planes de expansión de transmisión, el diseño de las plantas de generación y sistemas de almacenamiento de energía y de sus obras de conexión al SEN y los procedimientos de operación del OS/OM y de los agentes del MEN deben basarse en estudios eléctricos que aseguren el cumplimiento de estos criterios; así como las medidas correctivas que deban aplicarse para garantizar su cumplimiento en el caso de atrasos de obras, salida forzada de componentes o indisponibilidad de componentes del sistema eléctrico.

En la primera columna de esa tabla se muestran las categorías de las contingencias. Está ordenada de eventos con mayor a menor probabilidad de ocurrencia. Los eventos con

mayor probabilidad de ocurrencia (operación sin componentes fuera de servicio y contingencias únicas) generalmente tienen consecuencias menores que los eventos con menor probabilidad de ocurrencia (contingencias múltiples).

En la segunda y tercera columnas se muestran respectivamente los eventos y los componentes afectados por los distintos tipos de eventos.

En la cuarta columna se muestra el número de componentes fuera de servicio como consecuencia del evento para cada una de las contingencias.

En las columnas restantes se muestran los límites de operación aplicables y las consecuencias aceptables para cada categoría. Se acepta la desconexión de carga de manera controlada solo en el caso de las contingencias múltiples, que tienen baja probabilidad de ocurrencia y consecuencias potencialmente graves para el SEN.

2.2. Disposiciones generales

A continuación, se encuentran las aclaraciones de la tabla 1, para la apropiada comprensión de esta.

- a) La indisponibilidad de componentes por mantenimiento programado no se considera como contingencia. Los Criterios de Seguridad deben cumplirse durante los mantenimientos programados, lo que comprende el cumplimiento de todas las categorías de la tabla 1.
- b) Los Criterios de Seguridad no necesariamente se tienen que cumplir para porciones radiales del sistema, si no representan un peligro de seguridad para el sistema eléctrico (no deben causar salidas parciales o totales o desconexiones en cascada).
- c) En las porciones radiales del SEN que queden como consecuencia de una contingencia o por indisponibilidades programadas, se aceptará que los niveles de tensión finales sean inferiores a los indicados en la tabla 1 siempre y cuando en esos nodos no haya conectados abonados y no represente un peligro de seguridad para el sistema eléctrico.
- d) No se consideran como contingencias de la categoría C o D, aquellos eventos que provoquen la desconexión de un componente, que a su vez causa la desconexión de otros componentes que están conectados en forma radial al primero. Este tipo de contingencia corresponde a la categoría B.
- e) El límite de carga o límite térmico continuo corresponde a la magnitud de corriente con que el componente del SEN puede operar en forma continua. El límite de emergencia puede ser mayor al límite térmico continuo y corresponde a la

capacidad de sobrecarga temporal de cada componente específico, la cual debe ser determinada por el propietario del componente del SEN y comunicada al OS/OM al menos una vez al año o cuando haya cambios en las características del componente.

- f) La estabilidad del sistema se refiere tanto a la estabilidad de frecuencia, estabilidad angular, estabilidad de tensión (voltaje) y estabilidad de pequeña señal.
- g) La falla de interruptor debe incluir tanto la no apertura cuando se requiera, como la falla de aislamiento interno o externo en sus cámaras.
- h) La desconexión de carga en forma controlada para proteger el sistema en caso de contingencias múltiples será ejecutada por medio de esquemas previamente evaluados e implementados por el OS/OM y los agentes distribuidores. Estos pueden ser esquemas de desconexión manual de carga o esquemas automáticos (sistemas de protección complementarios). Se acepta también la desconexión controlada de generadores y cambios topológicos de la red si se determina que salvaguardan la integridad del sistema en el caso de contingencias múltiples. Los sistemas de control suplementario deben ser redundantes en aquellos casos que el OS/OM lo considere necesario para reducir el riesgo derivado de una operación incorrecta o falla de este.
- i) Los límites de carga aplican para todos los componentes del sistema.
- j) Luego de ocurrir una contingencia de categoría B o C debe realizarse un ajuste del sistema eléctrico en un período de 30 minutos, para que en caso de ocurrir una segunda contingencia de categoría B, se siga cumpliendo con las consecuencias aceptables para esta categoría.
- k) No es permitido la operación de un mecanismo de acción correctiva al ocurrir una contingencia única o sencilla.
- l) La falla en el módulo de un interruptor de enlaces de barras liberada por las protecciones de respaldo, que causan la pérdida simultánea de dos secciones de barra, corresponden a una contingencia de la categoría D.
- m) Para las plantas de generación y sistemas de almacenamiento de energía cuya salida total represente un riesgo para la seguridad del SEN, según se determine en un estudio de seguridad operativa del OS/OM, el diseño de los servicios auxiliares debe realizarse de forma tal que una falla o mal funcionamiento en los mismos no cause la salida de servicio completa de la planta.

2.3. Inspecciones técnicas:

El OS/OM podrá realizar inspecciones en sitio con o sin previa comunicación, y solicitar las fiscalizaciones de cumplimiento de los requisitos solicitados en este procedimiento.

2.4. Entrega de información

Los agentes deberán entregar de manera completa, correcta y veraz toda información que el OS/OM solicite y en los formatos y plazos que éste indique para el cumplimiento de este procedimiento.

2.5. Acatamiento obligatorio

Serán de acatamiento obligatorio para los agentes, todas las solicitudes de correcciones en sus instalaciones, que el OS/OM solicite de manera formal y escrita, con las debidas justificaciones técnicas y de seguridad, para el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa en este procedimiento descritos.

Los agentes deben realizar las correcciones en sus instalaciones dentro del plazo que el OS/OM indique.

3. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos de los agentes con lo establecido en esta normativa, el OS/OM debe informar a la ARESEP para que esta entidad tome las medidas que corresponda.

TRANSITORIO

En el plazo de 2 meses, una vez haya sido publicado este procedimiento, el OS/OM debe poner a disposición de los agentes del MEN, en el sitio web, la información necesaria para su aplicación.

Tabla 1. Tabla de Criterios de Seguridad Operativa del Sistema Eléctrico Nacional.

Contingencias				Límites y consecuencias aceptables de los componentes del sistema				
Categoría	Eventos	Componente fallado	Componentes fuera de servicio como consecuencia del evento	Límite de carga	Límite de tensión (voltaje) en estado estable	Sistema estable	Desconexiones en cascada	Pérdida de carga y generación
A Sin contingencia	• Todos los componentes en servicio.	• Ninguno.	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
B Eventos que provocan la pérdida de un solo componente. Contingencia Única	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. • Desconexión de un componente sin falla.	• Un generador. • Un circuito de una línea de transmisión. • Un transformador o un autotransformador. • Un equipo de compensación de potencia reactiva.	Sólo el componente afectado por el evento	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
C Eventos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Múltiple	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria • Desconexión de más de un componente sin falla.	• Una sección de barra. • Todos los circuitos en una misma torre.	Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
	• Falla de fase a tierra aclarada en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas).	• Un generador. • Un circuito de una línea de transmisión. • Un transformador o un autotransformador. • Una sección de barra.	Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada

Categoría	Eventos	Componente fallado	Componentes fuera de servicio como consecuencia del evento	Límite de carga	Límite de tensión (voltaje) en estado estable	Sistema estable	Desconexiones en cascada	Pérdida de carga y generación
D Eventos extremos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia extrema	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). 	<ul style="list-style-type: none"> Todas las líneas en un derecho de paso. Dos secciones de barra en una misma subestación. Todas las unidades de una misma planta generadora. 	Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)	Se debe identificar las contingencias extremas, utilizando información sobre eventos pasados y considerando otro tipo de eventos creíbles (por ejemplo, una subestación con esquema de barra partida donde falla el esquema de protección de respaldo local). Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias. Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia. Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.				
	<ul style="list-style-type: none"> Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la falla de un mecanismo de acción correctiva. 	<ul style="list-style-type: none"> Igual a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva. 	Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)					
	<ul style="list-style-type: none"> Falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). 	<ul style="list-style-type: none"> Un generador. Un circuito de una línea de transmisión. Un transformador o un autotransformador. Una sección de barra. 	Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)					

Procedimiento 3. Procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)

ACEPTACIÓN, USO Y SUPERVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

1. GENERALIDADES

1.1 Campo de aplicación.

Este procedimiento aplica a los sistemas de medición comercial que se instalen en todas las plantas generadoras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en los puntos de retiro o inyección de energía en las subestaciones de transmisión (de manera que permita la identificación de retiros por empresa), en las líneas de interconexión regionales, así como en cualquier otro punto que la regulación nacional o regional establezca. Estos sistemas de medición formarán parte del Sistema de Medición Comercial (SIMEC).

El detalle de la regulación regional y nacional aplicable estará disponible en el sitio web del OS/OM.

Su aplicación es obligatoria para todas las plantas de generación con capacidad igual o mayor a 1 MW y para los agentes del MEN que retiran energía y que se encuentren establecidos en el país o que se lleguen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Para instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía menores a 1 MW lo estipulado en la regulación nacional.

Los agentes del MEN no podrán instalar o hacer uso, para efectos de facturación de un sistema de medición comercial que no cumpla con las condiciones indicadas en el presente procedimiento.

1.2 Propósito.

El presente procedimiento establece las responsabilidades del OS/OM y de los agentes del MEN en adelante agente o agentes, así como las condiciones técnicas que aplican a los sistemas de medición comercial que se instalen en el SEN. Incluye la definición de los puntos de inyección y retiro que deben contar con Sistema de Medición Comercial, así como los requerimientos para la comunicación, instalación, aceptación, administración, operación, mantenimiento, inspección, verificación y suministro de la información de los equipos asociados a cada sistema de medición y la administración de las bases de datos del SIMEC.

Este procedimiento establece:

- a) Las responsabilidades de los Agentes del MEN y del OS/OM.
- b) Las condiciones y requisitos técnicos que deberá cumplir el equipamiento para la actividad de medición de energía en todos los puntos de inyección y retiro del SEN.
- c) Los procesos de supervisión asociados a la actividad de verificación, pruebas e inspecciones.

1.3 Definiciones.

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN:

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) 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.
- 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.

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

Canal de enlace con el OS/OM: Toda infraestructura de comunicaciones utilizada por el agente para acceder a las redes internas del OS/OM, que debe cumplir con todos los criterios de seguridad física y cibernética establecidos por OS/OM, según las mejores prácticas internacionales.

Centro Nacional de Control de Energía (CENCE): Dependencia del ICE quien realiza las funciones de OS/OM de Costa Rica.

Energía recibida: Es la energía recibida en una zona de balance, durante un periodo de tiempo definido, a través de sus nodos de interconexión.

Energía entregada: Es la energía entregada por una zona de balance, durante un periodo de tiempo definido, a través de sus nodos de interconexión.

Esquema de comunicación: Se refiere a la infraestructura de comunicaciones, que es independiente del equipo de medición y que permite establecer un canal “seguro” para transportar la información requerida desde el agente hacia OS/OM. Se entiende bajo el término “seguro”, que los equipos involucrados tienen la topología de red que sigue las mejores prácticas internacionales para garantizar la integridad de los datos trasegados y cuenta con los esquemas de ciberseguridad establecidos por el OS/OM, según las mejores prácticas internacionales, hasta que la Aresep defina la regulación respectiva al tema de seguridad de la información en materia de consumo y demanda de energía eléctrica.

Firewall: Es un esquema de seguridad cibernética que establece control, derechos de acceso y revisión de las diversas comunicaciones a través de redes de datos.

Intervención: Mantenimientos preventivos, correctivos, modificaciones a la configuración o instalación del sistema, remplazo, desactivación, pruebas, inspección, ajustes, mantenimiento de las bases de datos o sistemas de comunicación.

Medición: conjunto de operaciones que tiene por objeto determinar, con cierto grado de precisión y exactitud, el valor de la magnitud de una variable.

Mercado eléctrico Nacional (MEN): Ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

Mercado Eléctrico Regional: actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los Agentes.

Operador de Sistema/ Operador de Mercado (OS/OM): es la entidad responsable del planeamiento operativo, despacho y operación en tiempo real del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación nacional y regional, incluyendo la operación del mercado como responsable de coordinar los intercambios de energía y servicios auxiliares regionales del MEN y MER. Por ley esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (OS/OM)

Punto de Medición: El punto de medición es el nodo de la red de transmisión o distribución donde se instala el sistema de medición.

Regulación Nacional: es la normativa del MEN, compuesta por las leyes, decretos, normas y reglamentos dictados para el sector eléctrico dictados por el Gobierno de la República, MINAE o Aresep.

Regulación Regional: es la normativa del MER, compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Reglamentos dictados y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

Sello de seguridad. Sello de garantía: Utensilio de metal o plástico, debidamente identificado y numerado para inhibir el acceso a los instrumentos y equipos de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía.

Sistemas de almacenamiento de energía: conjunto de infraestructura (civil, eléctrica y mecánica) que permiten acumular energía por diferentes tecnologías para su utilización de manera diferida, así como el posterior suministro de esta al SEN.

Sistema de medición: Grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, cableados, estructuras, cajas de conexión, sistemas de aterrizamiento, borneras, conectores para la toma de datos, tableros, equipos de alimentación) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia que se inyecta o retira del Sistema Eléctrico Nacional.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, sistemas de almacenamiento, 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 la normativa emitida por la Autoridad Reguladora.

SIMEC: Sistema de Medición Comercial Nacional, conformado por todos los sistemas y equipos de medición comercial que son utilizados por el OS/OM, para registrar las inyecciones y retiros de energía del SEN y del MER, incluyendo las bases de datos en que el OS/OM guarda la información asociada.

Verificación: Aportación de evidencia objetiva de que un elemento dado satisface los requisitos especificados.

Red Virtual Privada (VPN por sus siglas en inglés): es una conexión lógica que sigue normas de seguridad cibernética y que permite establecer una red lógica punto a punto a través de infraestructura de comunicaciones pública o privada. Dicho canal garantiza la seguridad e integridad de los datos, ya que encripta la información y solo permite a los participantes poder acceder a la misma.

Zona de balance: Se refiere a un sistema eléctrico cuya finalidad es la transmisión y/o distribución de energía. Una zona de balance está delimitada por su frontera, la cual consiste en una lista de nodos que permite la identificación precisa de cada interconexión. Un ejemplo de zona de balance es la red distribución de una empresa distribuidora en su zona de concesión.

Zona desmilitarizada: Es un modelo de acceso a datos a través de zonas de acceso controlado. Permite obtener o disponer de información desde y hacia “reservorios” de datos, con esquemas de acceso controlados a grupos de usuarios restringidos. Permiten además “ocultar” direcciones IP de acceso y soportar ataques sin poner en riesgo la infraestructura.

1.4 Acrónimos y abreviaturas.

ANSI: American National Standard Institute

Aresep: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica

OS/OM: Centro Nacional de Control de Energía, Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

EOR: Ente Operador Regional

IEC: International Electrotechnical Commission

MEN: Mercado Eléctrico Nacional

MER: Mercado Eléctrico Regional

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SER: Sistema Eléctrico Regional

SIMEC: Sistema de Medición Comercial Nacional.

TC: Transformador de Corriente

TDD: Total Demand Distortion (Distorsión basada en el Demanda)

THD: Total Harmonic Distortion (Distorsión Armónica Total)

TP: Transformador de Potencial

2. SISTEMAS DE MEDICION COMERCIAL

2.1 Características y condiciones generales de los equipos de medición.

Los sistemas de medición comercial se instalarán en todas las plantas generadoras del SEN, en los puntos de retiro o inyección de energía en las subestaciones de transmisión de manera, que permita la identificación de retiros por empresa y por circuito, en las líneas de interconexión regionales, así como en cualquier otro punto que el OS/OM establezca. Estos sistemas de medición formarán parte del SIMEC.

Los agentes que inyectan o retiran energía del SEN proveerán, instalarán y darán mantenimiento por su cuenta a los medidores, a los transformadores de potencial (TP) y transformadores de Corriente (TC), y demás dispositivos necesarios para la medición de energía, de acuerdo con lo indicado en la regulación nacional emitida por la Aresep "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" (AR-NT-SUMEL) vigente.

Los sistemas de medición comercial que pertenecen a SIMEC deberán cumplir con lo establecido por el OS/OM y la Aresep. Los sistemas de medición comercial de SIMEC deben contar al menos con los siguientes elementos:

- a) Un medidor de energía principal
- b) Un medidor de energía de respaldo
- c) Transformadores de corriente y potencial
- d) Sistema de comunicación
- e) Sistema de sincronización
- f) Servidores para almacenamiento de los datos de medición del SIMEC.

Los equipos de los puntos a), b) y c) deben ser adquiridos, instalados y mantenidos por el agente propietario de los mismos; además deberá obtener la aprobación del OS/OM para la puesta en operación de estos, según lo establecido en la Norma Técnica "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" (AR-

NT-SUMEL) vigente. En el caso de las subestaciones dedicadas a la distribución de energía eléctrica de una misma empresa, se exceptúa del requerimiento del inciso b), y en este caso, si existiese pérdida de datos de muestreo, dicha energía se contabilizará mediante diferencia entre los medidores de barra. Si el problema de pérdida de datos se repitiera más de una vez en un año, se deberá realizar la inversión asociada a lo señalado en el inciso b) de este mismo numeral.

En el caso de circuitos de distribución que cuentan con un medidor propiedad del ICE y un medidor de verificación instalado por la empresa distribuidora, este último se podrá utilizar como medidor de respaldo para efectos de cumplir con este procedimiento.

Con respecto al inciso d), los agentes deberán garantizar el cumplimiento de los requisitos para establecer el canal de enlace con el OS/OM. Las conexiones de este canal podrán realizarse por medio de infraestructura de redes de datos públicas o privadas, cumpliendo con los requerimientos establecidos por el OS/OM.

Para los casos en que se utilice una red de datos pública o privada, debe utilizarse una conexión de Red Virtual Privada y contar con Firewall adecuados con el fin de proteger el acceso a los datos. Además, los agentes deben aportar la certificación de integridad y seguridad de los datos, que son accedidos a través de estos medios. El OS/OM puede aceptar otros esquemas de conexión, por ejemplo, servicios WEB (máquina-máquina) siempre que la implementación garantice la comunicación y la seguridad. Estos servicios deben ser compatibles con los esquemas de acceso que se implementan en los procesos de captura de datos provenientes de los agentes. En estos casos se realizarán las pruebas de calidad y aceptación para verificar el cumplimiento.

El agente del MEN es el responsable del diseño, definición, implementación de los componentes y el mantenimiento preventivo y correctivo de su sistema de comunicaciones, que dependerá de la topología de conectividad seleccionada por el agente para la comunicación con el OS/OM.

Con respecto al inciso e), la sincronización de tiempo la hará de forma centralizada el OS/OM. Para tal fin, se define el protocolo NTP (Network Time Protocol - Protocolo de Hora en Red), como el protocolo jerárquico de sincronización entre servidores de tiempo y clientes, para la red de medición, el cual se tomará de referencia por parte de los medidores como base para las etiquetas de tiempo de los telegramas de medición. Tanto los relojes de referencia primarios como los servidores de estratos superiores serán responsabilidad del OS/OM.

Con respecto al inciso f) los servidores para los datos del SIMEC serán adquiridos por el OS/OM y de su propiedad. Todos los medidores, los servidores y las bases de datos asociados al SIMEC serán administrados por el OS/OM. La administración de los sistemas de medición incluye la configuración de cada medidor, así como la asignación de permisos de acceso a cada agente para la verificación y lectura de sus datos. El OS/OM supervisa e informa al EOR y a la Aresep del cumplimiento de los requisitos establecidos en este procedimiento.

El SIMEC tiene como objetivo garantizar el trasiego íntegro de los datos hacia el OS/OM. Cualquier alteración de la medición detectada por el OS/OM será reportada a la Aresep para la aplicación de las sanciones que correspondan.

2.2 Requisitos técnicos para la instalación de sistemas de medición comercial

Los equipos de un sistema de medición comercial que formen parte del SIMEC deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos por OS/OM. Estos requisitos estarán disponibles para los agentes en la página WEB del OS/OM. Estos requisitos y sus actualizaciones serán sometidos a consulta entre los interesados y comunicados oportunamente a la Aresep para su aprobación.

Para la instalación de estos equipos en obras de transmisión y distribución, el agente del MEN debe cumplir con los requisitos de instalación y ubicación definidos por la empresa de transmisión o distribución correspondiente de acuerdo con la Norma Técnica “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” (AR-NT-SUMEL) vigente.

2.3 Especificaciones técnicas del medidor principal y de respaldo

El medidor de energía de respaldo funcionará en paralelo con el medidor principal. No podrán instalarse, para efectos de facturación ni de control de esta, ni para el registro de la calidad, ningún equipo de medición que no cumpla con la Norma Técnica “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” (AR-NT-SUMEL) vigente. Ambos medidores deben contar con al menos las siguientes características, según lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL vigente:

- a) Cada medidor será del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, de medición avanzada en cuatro cuadrantes, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil de acuerdo a la norma ANSI C12.20 vigente para medidores Clase 0.2 o IEC 62053-22 vigente clase 0.2S, para operar con transformadores de corriente de 1 o 5 Amperes de acuerdo al requerimiento específico y con transformadores de potencial con salidas secundarias a 57.7 V, 115 V o 120 V, 60 Hz, de acuerdo con la norma ANSI C57.13 vigente.
- b) Los medidores deben registrar como mínimo las siguientes variables en forma bidireccional:

1. energía activa, reactiva y aparente, con su respectiva nomenclatura.
 2. potencias, demandas y máximas demandas activas, reactivas y aparentes por fase y totales con su correspondiente nomenclatura específica para cada parámetro.
 3. tensiones líneas a neutro y por fase
 4. corrientes por fase
 5. factor de potencia por fase y total
 6. desbalances de tensión y corriente.
 7. modo de carga o descarga (para sistemas de almacenamiento de energía)
- c) Los medidores integrarán los parámetros de energía medidos. El período de integración y de grabación en memoria será programable, desde un mínimo de un minuto hasta una hora, en intervalos que contemplen todos los submúltiplos de sesenta minutos, permitiendo asignar diferentes intervalos de tiempo a diferentes archivos de grabación.
- d) El procedimiento normal de lectura será remoto mediante un módulo Ethernet 10/100MB. Debe ser posible realizar la extracción local de datos. Adicionalmente debe contar con al menos un puerto RS485 y un puerto de interrogación local y de calibración si no es posible realizar estas funciones desde el puerto Ethernet.
- e) Contar con capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de al menos 1 MB que permita como mínimo treinta y cinco días naturales para al menos 10 parámetros en intervalos de 15 minutos y grabaciones de eventos de calidad de la energía.
- f) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de estos y el mantenimiento de la fecha y hora del medidor ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberán contar con batería de respaldo de siete días naturales de duración como mínimo. Deberá indicarse el tipo de batería de respaldo para la aprobación del OS/OM.
- g) Los medidores instalados dentro de una subestación deben registrar al menos los siguientes parámetros de calidad de la energía:
1. Variación de la tensión de servicio
 2. Huecos y picos
 3. Flicker o parpadeos
 4. THD por fase de voltaje y amperaje hasta un mínimo de la 40^{va} armónica
 5. TDD
 6. Desbalances porcentuales
- h) Los medidores deben permitir la asignación de límites de control a cada uno de los eventos anteriores, admitiendo el registro de los mismos en períodos de 7 días naturales consecutivos en intervalos de 10 minutos, brindando un Reporte de Eventos

(no editable ni sujeto a modificación) con resultados asociados al cumplimiento o no del 95% de los intervalos registrados en el período, indicando los parámetros registrados fuera de límite con indicación del valor o valores registrados, día y hora de ocurrencia así como el tiempo de duración del evento correspondiente. Debe indicar los eventos aplicables en la curva ITI (CBEMA).

2.4 Especificaciones técnicas de los transformadores de instrumentación

Los sistemas de medición comercial deben contar con transformadores de corriente y transformadores de potencial que cumplan con al menos las siguientes características:

- a) Transformadores de corriente y potencial en las tres fases, ambos en configuración de 3 elementos, estrella de 4 hilos. Los cuales pueden ser equipos independientes o unidades combinadas de transformadores de corriente y potencial.
- b) Los transformadores de corriente deben ser multi-relación con 2 devanados de medición en el mismo núcleo y con la misma precisión, uno para el medidor principal y el otro para el medidor de respaldo, o bien un devanado para los dos medidores.
- c) Deben cumplir con un porcentaje de error máximo de 0.3 o menor en todo el rango, para la carga nominal conectada en los secundarios, de acuerdo con la norma ANSI o IEC vigente., en concordancia con lo establecido en el artículo 19 de la norma técnica AR-NT-SUMEL.
- d) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y potencial debe estar comprendida dentro de los límites inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo con lo estipulado en las normas ANSI o IEC vigentes.
- e) El valor nominal del circuito primario del transformador de corriente debe ser el que más se aproxime a la corriente nominal a medir, siendo el valor primario del transformador mayor a la corriente nominal.
- f) En el caso de los transformadores de corriente con multi-relación, se debe escoger la de mayor relación para lograr la mejor precisión según ANSI/IEEE C57.13.2008, cumpliendo a su vez lo establecido en el numeral e) anterior.
- g) El sistema de medición debe contar con los elementos necesarios de protección que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificación en el lugar y/o reemplazo sin afectar los elementos restantes.

2.5 Seguridad física de los sistemas de medición comercial

Los equipos de medición comercial deben estar protegidos contra el acceso de personas no autorizadas. Para esto la instalación deberá contar con al menos las siguientes características:

- a) Se debe colocar un dispositivo apropiado para evitar el acceso a las conexiones del medidor y a los bornes de conexión, tales como acrílicos sobre las borneras.

- b) Las cajas intermedias deben ser exclusivas para el sistema de medición y tener sello de seguridad, el cual será colocado por el OS/OM, por Aresep o por un tercero debidamente autorizado por el OS/OM, y dichos sellos deberán llevar un control de colocación y retiro, según lo establezca la Autoridad Reguladora en forma y plazo.
- c) Las cajas de conexiones de los transformadores de instrumentación deben tener sello de seguridad, el cual será colocado por el OS/OM, o por un tercero debidamente autorizado por el OS/OM, y dichos sellos deberán llevar un control de colocación y retiro, según lo establezca la Autoridad Reguladora en forma y plazo.

Los SIMEC que requieran ser intervenidos por el agente deberán contar con la aprobación y presencia por parte del OS/OM para asegurar su integridad.

En caso de que sea necesario quitar un sello de seguridad de una caja de conexiones de un transformador de instrumentación, el agente deberá coordinar previamente con OS/OM.

2.6 Acceso a los medidores, equipos y a los datos de SIMEC

La intervención física a alguno de los medidores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, cajas de conexión o las modificaciones al cableado eléctrico o de datos, sólo se podrá realizar en conjunto por personal técnico del OS/OM y personal técnico responsable del punto de inyección o retiro. El OS/OM podrá autorizar al agente una conexión remota, estableciendo las condiciones de seguridad para la conexión del agente al medidor. El OS/OM administrará la base de datos de SIMEC. Tanto la Aresep como el EOR tendrán acceso a los datos de la base de datos de SIMEC.

2.7 Verificaciones y pruebas a sistemas de medición SIMEC

Los sistemas de medición SIMEC deben ser sometidos a inspecciones, verificaciones y pruebas de acuerdo con lo indicado en la Norma Técnica de Aresep Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica AR-NT-SUMEL vigente y regulación regional vigente en los siguientes casos:

1. Aceptación de un sistema de medición comercial nuevo de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.8.
2. Sustitución de algún elemento de un sistema de medición en operación de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.8.
3. Inspecciones, verificaciones y pruebas o auditorías especiales de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.9.

Para la verificación de los sistemas de medición SIMEC, el OS/OM debe cumplir con lo estipulado en el RMER y sus reformas, la Ley 8279 Ley Nacional para la Calidad y en la Norma Técnica AR-NT-SUMEL vigente.

Además, el OS/OM debe estar acreditado bajo la norma INTE/ISO 17020 en los alcances requeridos para dichas actividades de inspección.

2.8 Aceptación y registro de un sistema de medición comercial nuevo o modificación a uno existente

Para la aceptación de un nuevo sistema de medición o la modificación a uno existente, el agente debe cumplir con lo establecido en este procedimiento y presentar al OS/OM con al menos 30 días naturales de anticipación a la fecha estimada de puesta en operación, la siguiente documentación:

- a) Cálculo de carga en VA para los TP y TC de cada sistema de medición
- b) Planos eléctricos actualizados correspondientes al sistema de medición.
- c) Guía de Inscripción de Equipos de Medición del EOR completo y documentación de respaldo según aplique. Disponible en página WEB del OS/OM.
- d) Certificados de calibración de los medidores emitidos por el fabricante o por un laboratorio acreditado en el alcance necesario, así como informes de ensayo o certificados de producto de los TC, TP emitidos por un organismo acreditado en el alcance necesario para sistemas o equipos nuevos según la legislación vigente.

El OS/OM, evaluará el cumplimiento de la regulación nacional y regional para SIMEC mediante una inspección al sistema de medición en campo y una verificación metrológica del estado de los equipos que lo conforman. El OS/OM tendrá como máximo 22 días naturales para realizar la verificación en campo, luego de la entrega a conformidad, por parte del agente, de la documentación establecida en este procedimiento. El plazo para la aceptación del sistema dependerá del cumplimiento de este procedimiento por parte del agente.

Una vez aprobado un sistema de medición, el OS/OM informará al agente, así como a la Aresep y al EOR de su aceptación.

El OS/OM registrará en la base de datos de SIMEC, aquellos equipos de medición que cumplan con los requisitos establecidos en este procedimiento.

La verificación en campo de un sistema de medición incluye al menos:

1. Verificación de medidores de energía

Se debe efectuar de acuerdo con el procedimiento de verificación de medidores del OS/OM el cual está basado en la norma ANSI C12.20 vigente que estará disponible en la página web del OS/OM. El alcance de esta verificación es el siguiente:

- a) Efecto de variación de voltaje
- b) Efecto de variación el factor de potencia
- c) Rendimiento de carga

2. Verificación a TP y TC

Se debe efectuar de acuerdo con el procedimiento de verificación de transformadores de instrumento del OS/OM el cual está basado en las normas ANSI C57.13 e IEC 61869 vigente o aquellas que las sustituyan, el cual estará disponible en la página web del OS/OM. El alcance de esta verificación es el siguiente:

- a) Relación de transformación
- b) Error de fase y magnitud
- c) Carga del circuito secundario (burden)

2.9 Inspección a los sistemas de medición comercial en operación

El OS/OM realizará inspecciones a los SIMEC y una verificación a los contadores de energía y a los transformadores de instrumento de acuerdo con este procedimiento, para evaluar el grado de cumplimiento con la regulación nacional y regional de SIMEC. También el dueño de un sistema de medición podrá solicitar a OS/OM una inspección a los SIMEC y una verificación a los contadores de energía y a los transformadores de instrumento de acuerdo con este procedimiento. El OS/OM, según su disponibilidad de recursos atiende esta solicitud y los costos correrán por cuenta del agente.

El OS/OM deberá realizar el desglose de los costos de cada actividad que se realiza en una inspección, re-inspección y una verificación, incluyendo los costos de traslados, los cuales estarán disponibles en su página web.

El OS/OM debe estar acreditado bajo la norma INTE/ISO 17020 en los alcances requeridos para dichas actividades de inspección.

Las inspecciones a los SIMEC que pertenecen a la RTR se realizarán según lo establecido en la regulación regional. Las inspecciones a los SIMEC que no pertenecen a la RTR se efectuarán mediante un muestreo cada 24 meses o con una frecuencia mayor de considerarse necesario.

Cuando el EOR, la Autoridad Reguladora o el OS/OM consideren necesario, podrán efectuar pruebas o auditorías especiales a cualquier elemento de un sistema de medición.

2.10 Criterio de aprobación o rechazo para sistemas de medición comercial

El OS/OM, basado en la inspección y verificación a los sistemas de medición según lo establecido en el presente procedimiento define la condición del sistema de medición comercial, según los siguientes criterios:

- **Conforme:** Un sistema de medición comercial es conforme cuando no se haya detectado algún incumplimiento con la regulación nacional y/o regional que lesione el estado operativo del sistema de medición comercial.
- **Inconformidad Menor:** Se considera una inconformidad menor cuando se detecta un incumplimiento con la regulación nacional y/o regional que afecta algún elemento del sistema de medición comercial y/o la seguridad de cualquiera de esos elementos, pero no compromete la confiabilidad del dato. El plazo para resolver una inconformidad menor será establecido por el OS/OM de acuerdo con las acciones que deba realizar el agente. Al finalizar el plazo otorgado para la resolución del problema, si el mismo no ha sido resuelto a conformidad, el OS/OM emitirá un reporte de inconformidad Mayor y el sistema de medición será rechazado, no pudiendo ser utilizado como medio oficial de medición.
- **Inconformidad Mayor:** Se considera una inconformidad mayor cuando se detecte un incumplimiento con la regulación nacional y/o regional que compromete la confiabilidad del dato. El sistema de medición comercial no podrá ser aceptado hasta el levantamiento de la inconformidad mayor. Si la inconformidad mayor corresponde a un sistema de medición comercial en operación, el OS/OM procede a deshabilitar dicho sistema hasta que su dueño resuelva la inconformidad mayor.

Estos criterios estarán disponibles para los agentes en la página WEB del CENCE. Además, un agente transmisor, o bien el dueño de un sistema de medición, podrá solicitar al OS/OM una inspección de los sistemas de medición SIMEC.

2.11 Costo de las re-inspecciones realizadas por el OS/OM para verificación del cumplimiento de los requisitos de medición comercial.

De conformidad con la regulación nacional y regional, los costos asociados a las re-inspecciones que realice el OS/OM en su rol de OS/OM para la verificación de cumplimiento de los requisitos de medición comercial correrán por cuenta del interesado, siguiendo lo establecido en el apartado 2.10.

2.12 Intervención de un agente a sus sistemas de medición comercial

Cuando algún agente requiera realizar una intervención o verificación a un sistema de medición de su propiedad que forma parte del SIMEC deben cumplirse las siguientes condiciones:

- a) El agente debe informar al OS/OM de todos los detalles de la intervención y coordinar la fecha en que iniciará y finalizará la intervención, utilizando los medios establecidos por el OS/OM para este fin.
- b) El OS/OM en un plazo de 5 días hábiles responde a la solicitud. Una vez autorizada la intervención, el agente debe coordinar con el OS/OM para preparar el sistema de manera que se garantice la transferencia continua de datos de medición hacia los centros de recolección del OS/OM o que estarán disponibles como máximo 24 horas después del cierre de cada día.
- c) Al finalizar la intervención, el personal del OS/OM debe verificar el correcto funcionamiento del sistema de medición.
- d) El dueño del sistema corre con todos los gastos asociados a esta intervención.

2.13 Salida de servicio o mal funcionamiento de un sistema de medición comercial

Cuando un agente detecte que un sistema de medición ha salido de servicio o presenta mal funcionamiento, debe informar de inmediato al OS/OM y coordinar una intervención al mismo para resolver el problema según lo establecido en el presente reglamento. El agente debe realizar el mantenimiento correctivo en un plazo no mayor a 5 días naturales y una vez finalizado debe solicitar al OS/OM una inspección al sistema de medición para su aceptación, quien contará con 5 días naturales para ejecutar la inspección y comunicar si procede la aceptación.

2.14 Reposición de datos faltantes

Cuando ocurra una salida de servicio no prevista, defecto o mal funcionamiento de un sistema de medición, el OS/OM tomará o estimará los datos de medición faltantes, mientras persista la falla y se realice el mantenimiento respectivo, utilizando la siguiente información en orden de prioridad:

- a) La obtenida en forma remota por el OS/OM del medidor de respaldo del agente.
- b) La enviada al OS/OM con los datos tomados directamente del medidor principal y/o de respaldo por el agente en el formato establecido por el OS/OM para este fin, en un plazo no mayor a 24 horas.
- c) La obtenida directamente por el OS/OM de su sistema de supervisión y control.

- d) El balance de carga considerando las características técnicas de la red de transmisión y la lectura de medidores en otros nodos del SEN.
- e) El cálculo de la inyección o entrega de energía o del consumo promedio de las últimas 72 horas previas a la falla, aplicable a todo el periodo de indisponibilidad del sistema de medición.

3. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos de los agentes con lo establecido en este procedimiento, el OS/OM debe informar a la Aresep para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

TRANSITORIOS

Transitorio 1

A los contratos vigentes previo a la aprobación y publicación de este procedimiento, les aplica lo establecido en dicho contrato hasta su vencimiento, el cual no podrá prorrogado sin considerar el cumplimiento de lo establecido en este procedimiento; previo a una posible renovación de contrato el agente debe cumplir con lo que este procedimiento establece.

Transitorio 2

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, en caso de sustituciones por daño o por modernizaciones de instalaciones, los equipos de medición nuevos deberán cumplir con todo lo establecido en este procedimiento y lo dispuesto en la regulación nacional y regional vigente.

Transitorio 3

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, el OS/OM en un plazo de 2 años deberá desarrollar la infraestructura que soporte la conexión de la información de medición comercial a través de redes de datos públicas o privadas u otros esquemas de conexión como servicios web o similares.

Transitorio 4

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, el OS/OM en un plazo máximo de 9 meses deberá desarrollar las aplicaciones, formatos y herramientas de registro en línea para poner a disposición en el sitio web.

Transitorio 5

En el caso de circuitos de distribución que cuentan con un medidor propiedad del ICE y un medidor de verificación instalado por la empresa distribuidora, este último se podrá utilizar como medidor principal y respaldo respectivamente para efectos de cumplir con este procedimiento.

Procedimiento 4. Procedimiento Coordinación de indisponibilidades del SEN COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DEL SEN

1. GENERALIDADES

1.1. Campo de aplicación

Este procedimiento aplica a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional para la coordinación de indisponibilidades de elementos de generación, transmisión, sistemas de almacenamiento y servicios auxiliares con el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), como Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica. Para efectos de este procedimiento la coordinación de indisponibilidades con el OS/OM aplica para todos los generadores y plantas de almacenamiento que se conecten en cualquier punto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Este procedimiento no es aplicable la generación distribuida para autoconsumo modalidad medición neta sencilla.

1.2. Propósito

Definir los requisitos y plazos para la solicitud, análisis y aprobación de indisponibilidades de elementos de generación, transmisión, y sistemas de almacenamiento en lo que corresponda, así como los servicios auxiliares del Sistema Eléctrico Nacional, que se requieran para realizar mantenimientos, ampliaciones o para entrada de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica, de generación y transmisión, con el fin de realizar la operación del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y buscando el menor impacto para el sistema de conformidad con lo establecido en la regulación nacional y regional.

1.3. Definiciones

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Agentes del MEN:

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) 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.
- 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.

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.

Agente Distribuidor, Distribuidor o Empresa Distribuidora: Todo agente del MEN que participe -en la etapa de distribución de energía eléctrica.

Agente Generador, Generador o Empresa Generadora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación.

Agente Transmisor, Transmisor o Empresa de Transmisión: es el titular o poseedor de instalaciones de transmisión en el SEN y con la concesión para realizar la actividad y proveer servicios de transmisión en Costa Rica.

Centro Nacional de Control de Energía (CENCE): Dependencia del ICE quien realiza las funciones de OS/OM de Costa Rica.

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.

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. En lo que corresponda estos criterios serán utilizados para los sistemas de almacenamiento de energía.

Media tensión: Nivel de tensión mayor a 1 kV, pero menor a 100 kV.

Mercado Eléctrico Nacional (MEN): Ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

Operador de Sistema/ Operador de Mercado (OS/OM): es la entidad responsable del planeamiento operativo, despacho y operación en tiempo real del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación nacional y regional, incluyendo la operación del mercado como responsable de coordinar los intercambios de energía y servicios auxiliares regionales del MEN y MER. Por ley esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (OS/OM)

Planta de generación: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.

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 estos.

Programa Anual de Indisponibilidades de Generación: Lista de las indisponibilidades de generación, sistemas de almacenamiento y servicios auxiliares 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 estos. Debe incluir cuando se requiera el elemento de transmisión o distribución que interconecta la planta al SEN.

Red de transmisión eléctrica: 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 nacional: Toda la infraestructura de transmisión instalada y operada en el territorio nacional.

Red de transmisión regional (RTR): 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.

Regulación Nacional: es la normativa del MEN, compuesta por las leyes, decretos, normas y reglamentos dictados para el sector eléctrico dictados por el Gobierno de la República, MINAE o Aresep.

Regulación Regional: es la normativa del MER, compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Reglamentos dictados y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

Servicios auxiliares: son los recursos de energía y potencia 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 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.

Sistema de almacenamiento: conjunto de infraestructura (civil, eléctrica y mecánica) que permiten acumular energía por diferentes tecnologías para su utilización de manera diferida, así como el posterior suministro de esta al SEN

1.4. Acrónimos

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

CENCE: Centro Nacional de Control de Energía, Operador de Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

MEN: Mercado Eléctrico Nacional

MER: Mercado Eléctrico Regional

EOR: Ente Operador de la Red

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

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

RTN: Red de transmisión nacional.

RTR: Red de transmisión regional.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

1.5. Abreviaturas:

MW: Megawatts.

2. CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE TRANSMISIÓN

2.1. De acuerdo con su origen se clasifican en:

Tipo de indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzada	Por falla de un componente ajeno a la línea de transmisión o por restricción operativa.
	Programada	Eventos programados ajenos a la línea de transmisión.
Propias	Forzada	Por falla o restricción operativa de la línea de transmisión.
	Programada	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 (bloques 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.

2.4. 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.

- e) Mantenimientos que impliquen la posibilidad de pérdida de coordinación de disparos transferidos de la protección de líneas.
- f) Mantenimientos para pruebas y ensayos en instalaciones.
- g) Mantenimientos en instalaciones no asociadas a la red de transmisión pero que puedan afectar la operación o supervisión de esta, como intervenciones en las barras de media tensión que provoquen pérdidas de señales de control hacia el OS/OM.
- h) 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 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, este deberá enviarse el último día hábil de dicha quincena. 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 por cualquier razón, también deben ser coordinadas y autorizadas por el 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 la sección 8.1 de este procedimiento. 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.

3.1.3. 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 transmisores con la mayor antelación posible.

3.1.4. 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 5 días naturales de cada mes los agentes transmisores deben confirmar y/o actualizar las solicitudes del Programa Anual de Indisponibilidades del 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 todas las indisponibilidades no confirmadas del mes siguiente. A la vez, el OS/OM informará en los primeros quince (15) días del mes sobre cambios que se deban ejecutar en el Programa Anual 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: 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 del sitio electrónico. 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 (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 mantenimiento o la reprogramación. 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.
- e) Impacto en la cantidad de energía dejada de trasegar y recargos en otras líneas de transmisión, así como congestiones o cualquier otro evento que haya provocado el funcionamiento inadecuado del sistema de transmisión, según los CCSD y la regulación nacional y regional vigente.

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

3.3.1. En el caso de la entrada de nuevas instalaciones que requieran una indisponibilidad mayor 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, cumpliendo con un plazo de los 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, en el Procedimiento para establecer las conexiones al SEN y 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.

3.4.2. Cada solicitud debe ser analizada por OS/OM, quien informa 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, los agentes transmisores deberán informar con al menos 8 días naturales de antelación a los otros agentes que puedan ser afectados por indisponibilidades de la red de transmisión. El medio de comunicación deberá ser acordado entre el agente transmisor y los agentes afectados.

3.5.2. El agente transmisor solicitante será responsable de la coordinación con los afectados. Esta coordinación debe realizarse antes de incluir la solicitud en el sitio de indisponibilidades de OS/OM.

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 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 del 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.

4.1.2. Las indisponibilidades de líneas de distribución que interconecten plantas de generación o de almacenamiento de energía al SEN se deben tramitar como parte de la solicitud de indisponibilidad de generación, según sección 8.1 de este procedimiento.

4.1.3. En el caso de indisponibilidades menores en instalaciones de la RTR, para que queden programadas, los agentes transmisores deben incluirlas en el Programa Anual de Indisponibilidades o en sus actualizaciones mensuales, cumpliendo con los plazos establecidos en los incisos 3.1 y 3.2 de este procedimiento.

4.1.4. Las solicitudes de indisponibilidades menores son analizadas por OS/OM, quien informa, en el plazo establecido, 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.

4.1.5. 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.

4.1.6. 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 informar de la afectación por indisponibilidades menores de la red de transmisión con al menos 8 días naturales de antelación.

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.

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 por medio del sitio electrónico. Las solicitudes con información incompleta no serán tramitadas.

5.1.4. Cada solicitud es analizada por OS/OM, quien informa 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 realiza los trámites regionales correspondientes.

5.2. Mantenimientos 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 hora siguiente 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 analiza la información presentada por el Agente Transmisor y puede 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 con 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 subir al sitio WEB de indisponibilidades, el protocolo de maniobras en el plazo que el OS/OM establezca.

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

- 6.1.3.** Bajo 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 se encargará 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 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 de 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 y entregar los equipos e instalaciones intervenidas en condiciones óptimas para la operación.
- 6.1.11.** Todo atraso en la hora de finalización de las indisponibilidades programadas se considera como indisponibilidad forzada.

7. CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN

7.1. De acuerdo con su origen se clasifican en:

Tipo de indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzada	Por falla de un componente ajeno a la unidad o planta de generación.
	Programada	Eventos programados ajenos a la unidad o planta de generación.
Propias	Forzada	Por falla o restricción operativa la unidad o planta de generación.
	Programada	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 disponibles
- 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 coordina con los generadores cualquier modificación a dicho programa para el mes siguiente. 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.
- 8.2.2.** 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:
- 8.2.3.** 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.

8.2.4. Generadores menores a 5 MW:

- a) Las indisponibilidades de plantas menores a 5 MW deben solicitarse con al menos 5 días de anticipación.
- b) Las plantas de generación que estén conformadas por varias unidades menores a 1 MW deben reportar indisponibilidades, según el protocolo que se ubica en el sitio web del OS/OM

8.2.5. 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 y en qué medida.

8.2.6. El OS/OM analiza las solicitudes adicionales recibidas e informa 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.

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. Dentro de la hora siguiente a más tardar deben enviar una Solicitud de mantenimiento de emergencia, por medio del sitio de indisponibilidades del OS/OM, en la que se indiquen 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 y en qué medida.

8.4. Ejecución de indisponibilidades de generación

8.4.1. Bajo ninguna circunstancia los agentes generadores pueden ejecutar indisponibilidades que no estén aprobadas por el OS/OM.

8.4.2. Los Agentes deben informar al OS/OM la hora en que inicia y finaliza una indisponibilidad, según protocolo de comunicación disponible en el sitio web del OS/OM

8.4.3. Al finalizar las indisponibilidades, el generador debe verificar el correcto funcionamiento de los equipos intervenidos, informa al OS/OM de la hora oficial de conclusión de la indisponibilidad y envía 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 cuando aplique.

8.4.4. 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.

8.4.5. 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.

8.4.6. 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.

8.4.7. 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. COORDINACIÓN E INDICADORES

9.1. Coordinación de indisponibilidades

9.1.1. 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.

9.1.2. Todos los agentes distribuidores deberán coordinar las indisponibilidades de los generadores conectados en sus redes de distribución, siguiendo el plazo y forma establecido en los protocolos e instructivos definidos por el OS/OM. El medio de comunicación deberá ser acordado entre agentes.

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

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

9.2. Cálculo de indicadores de disponibilidad

9.2.1. El OS/OM debe preparar los indicadores de disponibilidad de elementos de transmisión y generación, de acuerdo con lo que establece la regulación nacional, 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 OS/OM. A la vez, deben suministrar la información que OS/OM solicite para realizar la verificación de los cálculos de estos indicadores.

9.2.2. 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 establecidos en este procedimiento.

Es responsabilidad del OS/OM publicar el informe anual de indisponibilidades, que incluya las indisponibilidades de los diferentes elementos de transmisión y generación.

10. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos de los Agentes con lo establecido en este procedimiento, el OS/OM debe informar a la Aresep para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

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 grupos que van a participar realizando trabajos durante la indisponibilidad.
10. Debe indicar si la indisponibilidad afecta a terceros (sean estos agentes distribuidores o agentes generadores) y con quién se realizó la coordinación para informar de los trabajos y reducir los impactos.
11. Para entrada de nuevas instalaciones (plantas, líneas, subestaciones, transformadores reductores, etc.) el lunes de la semana anterior 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.

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

Eric Bolanges Cabezas, Presidente de la Junta Directiva.—Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.—1 vez.—Solicitud N° 473092.—(IN2023825476).

Recuperado de: https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2023/11/14/ALCA224_14_11_2023.pdf