

**RESOLUCIÓN RE-0143-JD-2021**

**ESCAZÚ, A LAS NUEVE HORAS Y CUARENTA Y OCHO MINUTOS DEL ONCE  
DE MAYO DE DOS MIL VEINTIUNO**

**APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)**

---

**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

---

<sup>1</sup> 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.

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 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 del 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 el 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 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 DGAJR, 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 oficios OF-560-IE-2020, 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 IE 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-0795-SJD-2020 se comunica a la IE, el acuerdo 12-95-2020 de fecha 19 de noviembre ratificado 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).

**XLV.** 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 ratificado 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).*

**XLVI.** 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 OT-702-2019)

**XLVII.** Que el 15 de diciembre de 2020, mediante el acuerdo 09-103-2020 ratificada el 19 de enero de 2021, la Junta Directiva acordó someter al trámite de consulta pública prevista en el artículo 361 de la Ley N° 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)

**XLVIII.** Que el 3 de febrero mediante el oficio OF-0039-SJD-2021 la SJD, comunica a DGAU el acuerdo 09-103-2020 fecha 15 de diciembre de 2020 y ratificada el 19 de enero de 2021, referente a la sesión ordinaria N° 103-2020, en el cual la Junta Directiva acuerda

*“ Instruir a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda 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 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).

**L.** 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 y 172 del expediente OT-048-2021).

- LI.** Que el 3 de marzo de 2021, mediante oficio IN-0166-DGAU-2021 la DGAU remite a la IE el Informe de posiciones y coadyuvancias (Folios 186 y 188 del expediente OT-048-2021)
- LII.** Que el 5 de marzo de 2021, mediante oficio IN-0180-DGAU-2021 la DGAU remite a la IE el Adendum al Informe de posiciones y coadyuvancias. (Folio 245 del expediente OT-048-2021)
- LIII.** Que el 5 de mayo de 2021, mediante oficio OF-0369-IE-2021 se remite al Intendente de Energía 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, así como la propuesta de procedimientos y la matriz de posiciones y respuesta derivadas del proceso de consulta pública (Folio 246 al 589 del expediente OT-048-2021)
- LIV.** Que el 5 de mayo de 2021, mediante oficio OF-0372-IE-2021 la IE, remite a la Junta Directiva el informe y anexos del oficio OF-0369-IE-2021 el cual contienen 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 (Folios 590 del expediente OT-048-2021)
- LV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

**CONSIDERANDO:**

- I.** Que del oficio OF-0369-IE-2021 arriba indicado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

(...)

### **3. MARCO LEGAL**

*En lo que respecta a la aprobación de los Procedimientos aquí propuestos, por parte de la Autoridad Reguladora, esta competencia tiene sustento legal en la normativa vigente aplicable a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y al servicio eléctrico, según se indica a continuación.*

#### **3.1. SOBRE LA COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, PARA APROBAR LOS PROCEDIMIENTOS EMITIDOS POR EL CENCE**

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

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

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

*Que los seis países del área que suscribieron y aprobaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) se comprometieron a establecer este mercado regional, con el objetivo de establecer: "la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente." (Artículo 1º del Tratado).*

*El artículo 21 del Segundo Protocolo (Ley 9004), al reformar el artículo 32 de Tratado Marco, le estableció como un compromiso adicional de los Gobiernos del área, la siguiente obligación:*

*"d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado*

*regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER." // "Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional".*

*El artículo 21 del Segundo Protocolo citado, establece que la Regulación Regional, está "integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE". Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, institución reguladora del Mercado Eléctrico Regional creada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, aprobó mediante la Resolución CRIE 09-2005, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-.*

*Al amparo de dicho reglamento, la CRIE, mediante la resolución CRIE P-23-2012 estableció que es necesario emitir la normativa que permita la armonización entre el Mercado Eléctrico de Costa Rica y el Mercado Eléctrico Regional.*

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

*Que el VI Plan Nacional de Energía 2011-2030 establece los siguientes objetivos:*

- 1) Asegurar el aprovechamiento de la energía, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.*
- 2) Continuar el desarrollo de la generación basado en recursos renovables.*

*Señala además, que se deben "aprovechar los beneficios de la integración energética, apoyando proyectos energéticos de índole regional, forjados a partir de alianzas entre las empresas del sector, acuerdos de carácter internacional y convirtiendo al país en uno de los potenciales líderes del proceso".*

*Ahora bien, la Ley 7593, "Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos", establece en su artículo 4 lo siguiente:*

*"Objetivos. (.) d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos sujetos a su autoridad. (.)"*

*Que de conformidad con el artículo 5 de la Ley 7593, se establece lo siguiente: "Funciones. En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora, fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son: a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, trasmisión, distribución y comercialización (.)"*

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

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

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

*En este contexto, el 22 de mayo del 2013, mediante la Resolución RJD-036-2013 y publicada en el Alcance N° 98 a La Gaceta N° 102 del fecha 29 de mayo del 2013, la Junta Directiva aprobó el "Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central", el*

*cual desarrolló en su primera parte, la constitución y establecimiento de los principios y conceptos generales que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional.*

*El Reglamento de armonización regulatoria ente el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central en su artículo 108 señala:*

*"Artículo 108. Actualización de la normativa por pérdida de vigencia del PDC. Habiendo establecido en la parte considerativa del presente reglamento que: —la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, institución reguladora del Mercado Eléctrico Regional creada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, aprobó mediante la Resolución CRIE 09- 2005, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y estableció mediante las Resoluciones CRIE P-09-2012 y CRIE P-17-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, con el objeto de viabilizar la entrada en definitiva de este reglamento, lo que declaró mediante resolución CRIE P-23-2012 que cobraría vigencia a partir del 1 de enero, además de sus respectivas actualizaciones, y que el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, será eventualmente revocado para alcanzar la vigencia plena del RMER, debe entonces ARESEP emitir la normativa que desarrolle y actualice el Título II del presente reglamento y que denominará —Normativa 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—. Esta normativa se desarrollará bajo los principios y conceptos que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional, establecidos en el Título I del presente reglamento."*

*Posteriormente, el 18 de febrero de 2014 se publicó 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 Reglamento de Detalle).*

*Dicho reglamento es complemento y ampliación al Reglamento de Armonización, por lo que deben interpretarse de forma conjunta y armoniosa. En este reglamento se regula la Operación del Sistema*

*y del Mercado, siendo su objetivo establecer las condiciones técnicas, comerciales y de información para la interacción de los actores de la industria eléctrica costarricense para el cumplimiento de los derechos y obligaciones adquiridos en el Tratado Marco, sus protocolos y sus reglamentos, en concordancia con la regulación nacional y regional.*

*En ese orden, el numeral 150 del Reglamento de Detalle, se encuentra en el SECCIÓN V, “Disposiciones Finales” de esa normativa, y en concreto dispone:*

*“Artículo 150.—**Elaboración de Procedimientos, Normas y Metodologías para la regulación del MEN.** El OS/OM deberá elaborar los procedimientos, normas y metodologías para regular el Mercado Eléctrico Nacional que solicite la ARESEP y presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador. El OS/OM deberá remitir, en un plazo máximo de 12 meses después de publicado el presente Reglamento, las propuestas a los siguientes temas:*

- *Coordinación del racionamiento de la energía.*
- *Criterios de seguridad operativa para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Autorización de la operación de plantas generadoras que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Habilitación de los enlaces de telecontrol con el SCADA/EMS.*
- *Requisitos para la conexión y operación de plantas eólicas en el Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Requisitos mínimos de protecciones eléctricas de plantas generadoras que se conectan al SEN.*
- *Procedimiento para el trámite de indisponibilidades mayores del SEN.*
- *Procedimiento para el reporte de eventos del Sistema Eléctrico Nacional al Ente Operador Regional (EOR).*
- *Norma para sistemas de medición comercial.*
- *Procedimiento de despacho y operación del SEN.*
- *Requisitos de información técnica a entregar por parte de los Agentes del MER y del MEN.*
- *Procedimiento para establecer las conexiones al Sistema Eléctrico Nacional.*

- *Procedimiento para el cumplimiento de trámites de conexión de obras al Sistema Eléctrico Nacional.”*

*En relación con el artículo 150 citado, en atención a la consulta específica realizada por el Despacho del Regulador General, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), emitió el criterio mediante oficio OF-1081-DGAJR-2018 sobre la aprobación de los procedimientos citados. Si bien es cierto el oficio OF-1081-DGAJR-2018 no es un criterio vinculante al amparo del artículo 303 de la LGAP, lo importante a resaltar es que ya existe un antecedente institucional del cual esta Intendencia comparte lo ahí estipulado. En este sentido, del oficio OF-1081-DGAJR-2018, se extrae lo siguiente:*

*Se desprende del citado numeral, que el Operador del Sistema y Operador del Mercado (entiéndase el Centro Nacional de Control de Energía de Costa Rica –Cence- designado por el ICE para realizar dichas funciones) deberá elaborar los **procedimientos, las normas y las metodologías**, para regular el Mercado Eléctrico Nacional que le solicite la Aresep, así como presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador.*

*En ese orden de análisis, resulta necesario precisar, qué se entiende por los “procedimientos” dispuestos en el artículo 150 del Reglamento de Detalle, para poder determinar la dependencia institucional con competencia para aprobar dichos procedimientos, ya que dicha atribución, no está especificada ni Ley N° 7593, ni en el RIOF, ni en el Reglamento de Detalle supracitado.*

*Una definición de “procedimiento”, la podemos encontrar en la norma del Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO), INTE/ISO 9000:2015, la cual en su artículo 3.4.3, define el procedimiento, como “la forma especificada de llevar a cabo una actividad o un proceso (...) Los procedimientos pueden estar documentados o no”.*

*Complementariamente, en el “Glosario de términos de planificación, presupuesto y evaluación”, define el “procedimiento” como “un conjunto de tareas o actividades estructuradas que fijan el orden cronológico y la forma específica de ejecutar un trabajo o desarrollar un proceso.”*

*En ese sentido, resulta acorde precisar para la presente consulta, que el citado glosario establece que una “norma”, entre otras cosas, regula procedimientos. Cita al respecto:*

*“**Norma:** regla, disposición o criterio que establece una autoridad para regular acciones de los distintos agentes económicos, o bien, para regular los procedimientos que se deben seguir para las tareas asignadas.”*

*Además, encontramos que en la norma técnica emitida por la Aresep, "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional" (AR-NT-POASEN-2014), se define la normativa nacional, como el conjunto de procedimientos en que se establecen reglas técnicas. Cita el numeral 3 al respecto:*

*“**Normativa nacional:** Conjunto de normas técnicas, **procedimientos**, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).” (Resaltado es nuestro).*

*Esa misma normativa técnica (AR-NT-POASEN-2014), define la norma técnica en los siguientes términos:*

*“**Norma técnica:** Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.”*

*A partir de dicho marco normativo, se desprende que los “procedimientos” señalados, corresponden a un conjunto de procedimientos regulatorios, que forman parte, definen reglas y desarrollan el Reglamento de Detalle y el Reglamento de Armonización, normas que se complementan y amplían, razón por la que deben interpretarse de forma conjunta y armoniosa, según se indicó anteriormente.*

*Al efecto, de la lectura de los procedimientos remitidos por el Cence, se desprende que los mismos no sólo corresponden a las propuestas dispuestas en el Reglamento de Detalle, sino también, incluye procedimientos establecidos en el Reglamento de*

*Armonización y en la norma técnica AR-NT-POASEN-2014, los cuales imponen entre otras cosas, obligaciones y responsabilidades a una pluralidad de actores de la Industria Eléctrica Costarricense. Al respecto, algunos de los procedimientos remitidos establecen:*

- **Aceptación Uso y Supervisión de Sistema de Medición Comercial-SIMEC:** *En el cual se establecen las responsabilidades del Cence y de los Agentes del MEN, condiciones técnicas que aplican a los sistemas de medición comercial, requerimientos para la instalación, aceptación, operación, mantenimiento, inspección, verificación y suministro de la información de cada sistema de medición y la administración de las bases de datos del SIMEC, lo anterior de conformidad a los artículos 19 al 36 del Reglamento de Detalle y los numerales 67 al 71 del Reglamento de Armonización.*
- **Reporte de eventos del SEN al EOR:** *El cual define las responsabilidades de los agentes del MEN de recopilación, análisis y envío de información al Cence ante la ocurrencia de un evento en el Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con lo establecido en los artículos 47, 48 y 79 de la AR-NT-POASEN-2014.*
- **Procedimiento Enlaces de telecontrol SCADA/EMS del Cence:** *En el cual establece los requisitos técnicos para configurar, habilitar, realizar la puesta en servicio y mantener los enlaces de telecontrol, para efectuar la operación centralizada en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional, lo anterior al amparo de lo establecido en los artículos 39 inciso d) y f) y 78 del AR-NT-POASEN-2014.*

*Nótese, que dichos procedimientos establecen, entre otras cosas, obligaciones, responsabilidades y procedimientos regulatorios, que tienen como destinatarios de sus efectos jurídicos, una generalidad de sujetos, sea, a los actores de la Industria Eléctrica Costarricense, en consecuencia, se desprende que los mismos se erigen como disposiciones de carácter o alcance general y vinculante, ello en correlación con lo dispuesto en el artículo 124 de la LGAP, mediante el cual se hace referencia a la clasificación de actos administrativos en los cuales se incorporan las “demás disposiciones administrativas de carácter general”.*

*Los supuestos establecidos en el artículo 150 del Reglamento de Detalle, para ser aprobados por la Aresep “procedimientos, normas*

*y metodologías” se deben interpretar de forma integral. En ese sentido, las “normas” y “metodologías” para regular los servicios públicos, le corresponde su aprobación a la Junta Directiva de la Aresep, según los artículos 25, 36 incisos c) y d), 53 incisos n), ñ) y p) de la Ley N° 7593, reiterado en el artículo 6 incisos 14), 15), 16) y 22) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF).*

*De lo anterior, se desprende que la Aresep posee competencias suficientes para la aprobación de dichos procedimientos en cuanto a que éstos establecen aspectos para asegurar la calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio público regulado por este ente regulador.*

*En relación con el órgano competente para la aprobación de dichos procedimientos, continua el criterio OF-1081-DGAJR-2018 de la DGAJR con lo siguiente:*

*De la interpretación armónica de la norma, dentro de un marco de razonabilidad y lógica, se desprende del espíritu de la norma, que los tres supuestos señalados, le corresponde su aprobación a la Junta Directiva de la Aresep, en aplicación del principio del paralelismo de las formas que rige en el Derecho Administrativo, al ser instrumentos de alcance general, que afectan a una pluralidad de actores de la Industria Eléctrica Costarricense.*

*Finalmente, debe señalarse que cuando la Ley N° 7593, hace mención a la reglamentación técnica que se requiere para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos (artículo 53 inciso n) Ley 7593), se observa que es en sentido amplio lo que se norma, pudiendo incorporar estos “procedimientos” de índole técnico.*

*Resulta imprescindible recordar, que los citados “procedimientos”, no se enmarcan dentro de los supuestos taxativos previstos del artículo 36 de la Ley N° 7593, y al tener la Aresep la obligación de incorporar un mecanismo que asegure la participación ciudadana en las decisiones públicas que afecten a la colectividad, con la finalidad de cumplir con lo dispuesto en el numeral 9 constitucional, se debe hacer una integración normativa supletoria y recurrir a lo dispuesto en el numeral 361 inciso 2) de la LGAP.*

*Por lo tanto, tal y como lo señala la norma transcrita, 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. El cumplimiento de la consulta pública que contempla la norma en comentario no es una mera formalidad, sino que constituye un requisito esencial, salvo la concurrencia de los supuestos de excepción que la misma norma establece, a saber, razones de interés o de urgencia*

*Por último, el citado criterio concluye de la siguiente manera:*

#### **IV. CONCLUSIONES**

- 1. 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”.*
- 2. La Junta Directiva de la Aresep, como superior jerárquico y de conformidad a su facultad de auto organización y de aprobar la organización interna de la institución (artículos 45 y 53 de la Ley N° 7593, así como los numerales 16 y 17. 25) del RIOF), y con base en el artículo 62 de la LGAP, ), y el principio de eficiencia, cuenta con la potestad de asignar a las distintas dependencias internas, la función de aprobación de los “procedimientos” dispuestos en el artículo 150 del Reglamento de Detalle, respetando el principio de especialidad del órgano, de manera que las distintas decisiones respondan a criterios técnicos.*

*Por tanto, se desprende de lo analizado, que le corresponde la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora aprobar los procedimientos establecidos en el artículo 150 del Reglamento de Detalle.*

### **3.2. SOBRE LA REGULACIÓN DEL SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COSTA RICA**

*En virtud de que el SEN está compuesto por los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, mismos que corresponden a servicios públicos, conforme al artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593, que corresponde a la Aresep, emitir y publicar los reglamentos técnicos que especifiquen*

*las condiciones en las cuales se suministrarán estos servicios públicos, de acuerdo a lo establecido en los artículos 25, 53.n) de dicha ley y el numeral 6 inciso 14) del RIOF.*

*El sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de información, medios y elementos útiles para la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica, los cuales para cumplir con los criterios de seguridad, calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional requiere de un manejo integral y ordenada por medio de la planificación y operación del SEN con reglas claras y definidas.*

*En esa línea, se debe indicar que la generación distribuida, está delimitada por lo establecido en el dictamen de la PGR C-165-2015 y el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, “Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla”; mientras que la generación privada, está delimitada por lo establecido en las leyes 7200 “Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela” y 7508 “Reformas a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela”.*

*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” (Reglamento de Detalle) N° 006, vigente desde el 19 de febrero de 2014, dispone en su artículo 122 lo siguiente:*

*“Artículo 120.-Operación el sistema nacional interconectado. El OS/OM, en coordinación con los Agentes del MER o del MEN, será el responsable de operar el sistema nacional interconectado, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en las normativas técnicas nacionales y en concordancia con los CCSD regionales, establecidos en el capítulo 5.3 y 16 del Libro III del RMER.”*

*Independientemente de la categorización de los CCSD, los mismos deben cumplirse simultáneamente para asegurar que la operación del SEN y SER sea la adecuada.*

*A partir del marco normativo indicado y las justificaciones técnicas que se incluyen en este informe, los procedimientos son necesarios*

*para garantizar la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).*

*Con respecto al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), se debe manifestar que en los reglamentos y normativas que ha emitido este ente regulador, relacionados con el Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM), específicamente en los artículos 10 y 11 del Reglamento de Armonización, se establecen los principios de independencia, imparcialidad y transparencia con las cuales el OS/OM debe realizar sus funciones.*

*Por otra parte, la Ley 9004 que aprueba el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo 3, reformó el artículo 5 del Tratado Marco, para que se lea en lo de interés: “(...) Sin embargo, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad.”*

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

- LVI.** *El Reglamento de Armonización define al Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de la siguiente manera (lo resaltado es propio):*

*Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM): Entidad definida en el RMER que realiza la operación integrada y el control del sistema así como las funciones de administración comercial de un mercado eléctrico mayorista. Además, coordina con el ente encargado de la operación y administración del mercado regional, las transacciones de energía eléctrica regionales. En Costa Rica estas funciones las ejecutará el organismo administrativo que designe o determine el ICE.*

- LVII.** *Mediante el oficio 0060-126-2014, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) informó a la Autoridad Reguladora que acordó confirmar la designación del CENCE como Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica diciendo en lo que interesa:*

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

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

- LVIII.** *Que el artículo 150 del Reglamento de Detalle, citado, establece en lo conducente lo siguiente:*

*Artículo 150- Elaboración de Procedimientos, Normas y Metodologías para la regulación del MEN. El OS/OM deberá elaborar los procedimientos, normas y metodologías para regular el Mercado Eléctrico Nacional que solicite la ARESEP y presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador [...]*

*Estos antecedentes brindan sustento para emitir los procedimientos que propongan el CENCE que correspondan.*

## **4. DIÁGNOSTICO DEL SERVICIO REGULADO**

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

*El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular los relativos al sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país.*

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

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

*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 privada (ley N° 7200 y N° 7508) y la generación propia de las empresas distribuidoras, del tipo forzada; es decir no optimizable de acuerdo con las necesidades energéticas del sistema considerando el menor costo operativo y la seguridad del sistema.*

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

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

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

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

*Las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generan directamente a los clientes de su área de concesión, sin embargo, de requerir mayor energía para la atención de la demanda de su área de concesión éstas deben adquirirla de otras cooperativas y empresas*

*municipales o del ICE. Dado que actualmente ninguna cooperativa posee la capacidad de abastecer su demanda al 100% es usual que adquieran sus faltantes del ICE, el cual debe estar en la capacidad de atender dicha necesidad energética pues la demanda nacional es responsabilidad del ICE, razón por la cual cobra especial importancia que el OS/OM cuente con toda la información necesaria para la adecuada planificación de los recursos del SEN de manera que no sólo asegure la atención de la demanda nacional de energía sino también que la atención se realice de acuerdo con los parámetros de calidad y seguridad que establece la regulación nacional y regional.*

#### **4.2. REGLAMENTOS Y PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS.**

*A la fecha, las normas y reglamentos emitidos por la Aresep establecen lineamientos generales sobre cómo debe planificarse y operarse el SEN; sin embargo, no establece aspectos operativos del quehacer propio de OS/OM ni con detalle la información que requiere éste para cumplir con sus funciones asignadas mediante regulación nacional y regulación regional.*

*Al ser el OS/OM una dependencia del ICE, éste no tiene facultad suficiente para exigir a los actores del sector eléctrico costarricense la entrega de información que requiere para cumplir con sus funciones. Por esta razón el CENCE, como OS/OM de Costa Rica, y en cumplimiento de las funciones que se le han asignado tanto por el regulador nacional como el regional propone a la Aresep una serie de procedimientos que cuenta con aspectos técnicos más detallados, de forma y tiempo con que se requiere la información de parte de los otros actores del MEN; siendo la Aresep el único ente que puede formalizar estos procedimientos para que formen parte de la regulación nacional y por parte sean de acatamientos obligatorio para los prestadores del servicio público de suministros eléctrico facilitando así al CENCE la información necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones, velando la Aresep por que éstos documentos cumplan con los principios de imparcialidad y transparencia que debe reflejarse en el quehacer del OS/OM.*

*Los procedimientos cuentan con aspectos técnicos que son dinámicos, es decir que pueden cambiar de manera constante en el corto plazo, siendo el procedimiento un instrumento idóneo para la estipulación de éstos aspectos técnicos pues su aprobación, por su naturaleza y de acuerdo con lo indicado en el dictamen OF-1081-DGAJR-2018 se realiza a través de un proceso de consulta pública, el cual requiere de un proceso logísticos y temporal más simple que el proceso al cuál debe someterse los reglamentos o normas que emita la Aresep, implicando siempre la participación de los interesados y el análisis de sus posiciones.*

#### **4.3. ANTECEDENTES DE LA LABOR DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA**

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

*En el ejercicio de sus labores, la IE ha dado seguimiento a los Reglamentos de Armonización y Detalle mediante el expediente OT-133-2014 de acuerdo con los antecedentes establecidos en este documento.*

*Es importante mencionar que los procedimientos vieron reformados y ajustados sus nombres, con respecto a los remitidos originalmente por el CENCE y establecidos en el artículo 150 del Reglamento de Detalle, con el fin de adecuarse más los temas tratados en cada uno de ellos quedando los procedimientos finales con los siguientes nombres:*

- 1. Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial*
- 2. Coordinación de indisponibilidades del SEN*
- 3. Coordinación de racionamientos*

4. *Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN*
5. *Implementación de enlaces de telecontrol*
6. *Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento*
7. *Planeamiento operativo y operación del SEN*
8. *Procedimiento para establecer conexiones al SEN*
9. *Reporte de eventos al SEN*
10. *Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento*

## **5. RESUMEN DE LA TEMÁTICA DE CADA PROCEDIMIENTO**

*Cada procedimiento se encuentra en el Anexo 2 del oficio de remisión del presente informe. A continuación se detalla de manera general y para información de los lectores la temática sobre la que versa cada uno de los 10 procedimientos propuestos.*

### **1) Planeamiento operativo y operación del SEN**

*Define el conjunto de actividades para elaborar las estrategias de operación de la red de transmisión y de optimización de los recursos energéticos del Sistema Eléctrico Nacional, al amparo del artículo 7 al 14 del POASEN y 120 del Reglamento de Detalle. Además de verificar las señales en materia de evolución del uso de recursos energéticos asociados con el suministro de energía eléctrica y sus respectivos indicadores de confiabilidad.*

### **2) Criterios de Seguridad Operativa**

*Establece los Criterios de Seguridad Operativa que deben utilizarse para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para evitar que se afecte la continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, lo anterior al amparo del artículo 45 y capítulos III, IV y V de la POASEN vigente.*

### **3) Integración de Fuentes Renovables**

*Define los criterios y requisitos técnicos aplicables para la integración de plantas de generación de electricidad con fuentes renovables al SEN, así como la integración de los sistemas de almacenamiento de energía, lo anterior al amparo de lo establecido en los artículos 29 al 42 del POASEN y 117 y 118 del Reglamento de Detalle.*

**4) Conexiones al SEN**

*Aplica para la solicitud, estudio, aprobación, diseño, construcción, puesta en servicio de las conexiones al SEN para la inyección y retiro de energía eléctrica por parte de cualquier interesado, para la puesta en operación comercial de estas, lo anterior de conformidad con lo establecido en los artículos 29, 34 y 36 del POASEN*

**5) Requisitos mínimos de Protección para Plantas Generadoras Y Sistemas de Almacenamiento**

*Define los requisitos mínimos de protección eléctrica con que deben contar las plantas generadoras con o sin sistemas de almacenamiento que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y sus respectivas obras de acceso al punto de conexión, al amparo del artículo 38 al 42 del POASEN*

**6) Enlace de Telecontrol**

*Establece los requisitos técnicos para configurar, habilitar, realizar la puesta en servicio y mantener los enlaces de telecontrol, para efectuar la operación centralizada en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional, lo anterior al amparo de lo establecido en el artículo 39 inciso d) y f) y el artículo 78 de la POASEN.*

**7) Aceptación, Uso y Supervisión de Sistemas de Medición Comercial**

*Establece las responsabilidades del CENCE y de los Agentes del MEN, condiciones técnicas que aplican a los sistemas de medición comercial, requerimientos para la instalación, aceptación, operación, mantenimiento, inspección, verificación y suministro de la información de cada sistema de medición y la administración de las bases de datos del SIMEC, lo anterior al amparo del artículo 19 al 36 del Reglamento de Detalle y artículos 67 al 71 del Reglamento de Armonización*

**8) Reporte de eventos del SEN**

*Define las responsabilidades de los agentes del MEN de recopilación, análisis y envío de información al CENCE ante la ocurrencia de un evento en el SEN, de conformidad con lo establecido en el artículo 47, 48 y 79 del POASEN*

### **9) Coordinación de indisponibilidades del SEN**

*Define los requisitos y plazos para la solicitud, análisis y aprobación de indisponibilidades de elementos de transmisión y generación del Sistema Eléctrico Nacional con el fin de realizar la operación del SEN cumpliendo con la normativa nacional y regional, lo anterior al amparo de lo establecido en los artículos 17 y 80 de la POASEN y 97 y 98 del Reglamento de Armonización*

### **10) Coordinación de Racionamientos**

*Establece 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, lo anterior al amparo de lo establecido de los artículos 160 y 176 de POASEN.*

## **6. ENFOQUE CONCEPTUAL**

*Dada la importancia que la planificación y operación del SEN para el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y desempeños establecidos en la regulación nacional y regulación regional se establece para cada uno de los procedimientos descritos en el punto anterior el siguiente objetivo, alcance y campo de aplicación, no sin mencionar que el campo de aplicación para mayor claridad está estipulado en el contenido de cada procedimiento.*

### **6.1. OBJETIVO GENERAL DE LOS PROCEDIMIENTOS**

*El objetivo de los procedimientos es establecer de manera clara, precisa y transparente los requerimientos de información y requisitos técnicos que deben cumplir los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (Agentes del MEN) y el Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) con el fin de que éste último pueda cumplir en forma y tiempos con sus obligaciones establecidas en la regulación nacional y regional*

## **6.2. ALCANCE GENERAL DE LOS PROCEDIMIENTOS**

*Los procedimientos establecen de manera clara, precisa y transparente los requerimientos de información y requisitos técnicos que deben cumplir los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y el OS/OM para cumplir con la regulación nacional y regional en relación con los siguientes temas:*

- 1) *Sistemas de medición comercial*
- 2) *Indisponibilidades*
- 3) *Racionamientos*
- 4) *Seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN*
- 5) *Enlaces de telecontrol*
- 6) *Integración de fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento*
- 7) *Planeamiento operativo y operación del SEN*
- 8) *Conexiones al SEN*
- 9) *Reporte de eventos al SEN*
- 10) *Protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento*

## **6.3. CAMPO DE APLICACIÓN GENERAL DE LOS PROCEDIMIENTOS**

*Todos los procedimientos establecen su campo de aplicación siendo todos aplicables al CENCE como Operador del Sistema y Operador de Mercado de Costa Rica, a los Agentes del MEN y sistemas de almacenamiento de energía, en lo relativo al cumplimiento de la entrega de información sobre eventos que se presentan en el SEN.*

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

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

*Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:*

- a) *Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.*

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

*Así mismo cada procedimiento aclara que se excluye del campo de aplicación a la generación distribuida para autoconsumo modalidad medición neta sencilla; esto debido que de acuerdo con el criterio C-165-2015 del 25 de junio del 2015 de la Procuraduría General de la República (PGR) esta no corresponde un servicio público bajo la regulación de la Aresep.*

## **7. SOBRE EL PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA**

*El proceso de consulta pública se recibieron posiciones de 10 actores del SEN, las cuáles fueron analizadas y atendidas*

*mediante la matriz de respuestas que se presenta en el Anexo 3 de este informe, derivando en ajustes en los procedimientos a razón de aclaraciones o modificaciones del texto para mejor entendimiento.*

*Cabe mencionar que algunas posiciones correspondían a aspectos técnicos, para los cuales los opositores no aportaron documentación técnica suficiente que permita su análisis en el marco del proceso de consulta pública; sin embargo son aspectos de relevancia y que se recomienda analizar en detalle mediante de sesiones de trabajo con el OS/OM como contraparte técnica de la Aresep para su valoración y ajuste de los procedimientos de llegarse a considerar necesario.*

## **8. CONCLUSIONES**

- I. El papel de Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Costa Rica recae en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de acuerdo con las leyes N°7848 y N°9004.*
- II. El Consejo Directivo del ICE estableció al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) como la dependencia encargada de ejercer las labores que como OS/OM de Costa Rica le establezcan la regulación nacional y regional*
- III. Los procedimientos cumplieron con el proceso de consulta pública y fueron revisados y analizados técnicamente por los funcionarios de la IE.*
- IV. Los 10 procedimientos técnicos propuestos cumplen con el objetivo de establecer de manera clara, precisa y transparente los requerimientos de información y requisitos técnicos que deben cumplir los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y el OS/OM para cumplir con la regulación nacional y regional.*
- V. Resulta conveniente realizar sesiones de trabajo con el OS/OM como contraparte técnica de la Aresep para determinar posibles modificaciones a los procedimientos , señalados en consulta pública, que no contaban con justificación técnica suficiente para su análisis y determinar el ajuste o no de los procedimientos en dichos aspectos*

*VI. Los procedimientos contienen aspectos técnicos que por su naturaleza son dinámicos siendo necesaria su revisión y actualización constante, por lo que resulta conveniente buscar un mecanismo de aprobación a los cambios que resulte más expedito.*

## **9. RECOMENDACIONES**

*De acuerdo con lo establecido en este informe, y las conclusiones del mismo, se recomienda :*

- 1. Dar por conocido y recibido este informe y sus anexos, mediante el cual la Intendencia de Energía propuesta final de los procedimientos del CENCE remite las propuestas de procedimientos del OS/OM ajustados con las posiciones presentadas durante el proceso de consulta pública*
- 2. Aprobar los procedimientos del Anexo 2 de este oficio 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 5. Procedimiento Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento y sus anexos.*
  - Procedimiento 6. Procedimiento Implementación de enlaces de telecontrol*
  - Procedimiento 7. Procedimiento Reporte de eventos del SEN*
  - Procedimiento 8. Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento*
  - Procedimiento 9. Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*

- *Procedimiento 10. Procedimiento Planeamiento operativo y operación del SEN*
- 3. *Delegar en el Regulador General con el apoyo técnico de la Intendencia de Energía la aprobación de las modificaciones que se lleguen a someter a los procedimientos listados en el punto 2 anterior.”*

II. Que con fundamento en los resultados y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos (oficio OF-0369-IE-2021) , lo procedente es aprobar los siguientes procedimientos: Procedimiento 1. “Coordinación del Racionamiento”, Procedimiento 2 “Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN”, Procedimiento 3 “Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)”, Procedimiento 4 “Coordinación de indisponibilidades del SEN”, Procedimiento 5 “Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento y sus anexos”, Procedimiento 6 “Implementación de enlaces de telecontrol”, Procedimiento 7 “Reporte de eventos del SEN”, Procedimiento 8 “Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento”, Procedimiento 9 “para establecer las conexiones al SEN” y Procedimiento 10 “Planeamiento operativo y operación del SEN”.

III. Que en sesión ordinaria 39-2021 celebrada el 11 de mayo de 2021, cuya acta fue ratificada el 17 de mayo del mismo año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio OF-0369-IE-2021, 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 Anexo 3 del oficio OF-0369-IE-2021 mediante el cual la Intendencia de Energía analizó las posiciones presentadas durante el procedimiento de consulta pública y la elaboración de la propuesta final de los procedimientos del OS/OM
  
- II. Aprobar los procedimientos del Anexo 2 del oficio OF-0369-IE-2021 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 5. Procedimiento Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento y sus anexos.*
  - *Procedimiento 6. Procedimiento Implementación de enlaces de telecontrol*
  - *Procedimiento 7. Procedimiento Reporte de eventos del SEN*
  - *Procedimiento 8. Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento*
  - *Procedimiento 9. Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*
  - *Procedimiento 10. Procedimiento Planeamiento operativo y operación del SEN*

Procedimiento 1. Procedimiento Coordinación del Racionamiento

## COORDINACIÓN DE RACIONAMIENTOS

### Contenido

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>2</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>CAMPO DE APLICACIÓN</u></b> .....	<b>2</b>
<b>1.2.</b>	<b><u>LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO QUEDA EXCLUIDA DEL CAMPO DE APLICACIÓN AL CONSIDERARSE ESTE UN SERVICIO NO REGULADO.PROPÓSITO</u></b> .....	<b>2</b>
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	<b>2</b>
<b>1.4.</b>	<b><u>ACRÓNIMOS</u></b> .....	<b>5</b>
<b>1.5.</b>	<b><u>ABREVIATURAS</u></b> .....	<b>6</b>
<b>2.</b>	<b><u>ELABORACIÓN PLAN NACIONAL DE RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>6</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>PLAN NACIONAL DE RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>6</b>
<b>2.2.</b>	<b><u>PROGRAMACIÓN DE BLOQUES DE ENERGÍA Y ESCENARIOS PROBABLES DE RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>7</b>
<b>2.3.</b>	<b><u>PARTICIPACIÓN EN EL PNR</u></b> .....	<b>7</b>
<b>2.4.</b>	<b><u>CRITERIOS DE INTERRUPCIÓN</u></b> .....	<b>7</b>
<b>2.5.</b>	<b><u>DEFINICIÓN DE CIRCUITOS QUE PARTICIPAN EN LOS ESCENARIOS PROBABLES DE RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>8</b>
<b>2.6.</b>	<b><u>ACTUALIZACIÓN DE LOS PERFILES DE CARGA DE LOS CIRCUITOS</u></b> .....	<b>9</b>
<b>2.7.</b>	<b><u>OFICIALIZACIÓN DEL PNR</u></b> .....	<b>9</b>
<b>2.8.</b>	<b><u>DEFINICIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CANALES DE COMUNICACIÓN</u></b> .....	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b><u>EJECUCIÓN DEL PLAN DE RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>10</b>
<b>3.1.</b>	<b><u>MONITOREO DE LOS RECURSOS DE GENERACIÓN Y DE LA DEMANDA NACIONAL</u></b> .....	<b>10</b>
<b>3.2.</b>	<b><u>CONDICIONES PARA UN RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>10</b>
<b>3.3.</b>	<b><u>MAGNITUD DEL RACIONAMIENTO Y DEFINICIÓN BLOQUES DE ENERGÍA</u></b> 11	
<b>3.4.</b>	<b><u>EJECUCIÓN DEL RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>11</b>
<b>3.5.</b>	<b><u>DESPACHO DE GENERADORES DURANTE EL RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>12</b>

<b><u>4.</u></b>	<b><u>COMUNICADOS OFICIALES DE ALERTAS, EJECUCIÓN Y FINALIZACIÓN DE RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>12</b>
<b><u>5.</u></b>	<b><u>INFORMES DEL RACIONAMIENTO</u></b> .....	<b>13</b>
<b><u>6.</u></b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS Y DISCONFORMIDADES</u></b> .....	<b>14</b>

## 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.

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

- a) 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.
- b) 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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) **Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.:** Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

**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.

**Centro Nacional de Control de Energía (CENCE):** Dependencia del Instituto Costarricense de Electricidad (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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, 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 00:00 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 Mercado Eléctrico Regional, 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 del mismo, 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 del mismo), 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 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.

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

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

Contenido

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>1</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>CAMPO DE APLICACIÓN</u></b> .....	<b>1</b>
<b>1.2.</b>	<b><u>PROPÓSITO</u></b> .....	<b>1</b>
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	<b>1</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>ACRÓNIMOS</u></b> .....	<b>6</b>
<b>2.</b>	<b><u>CRITERIOS APLICABLES DE SEGURIDAD PARA LA PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SEN</u></b> .....	<b>7</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>CRITERIOS DE SEGURIDAD</u></b> .....	<b>7</b>
<b>2.2.</b>	<b><u>DISPOSICIONES GENERALES</u></b> .....	<b>7</b>
<b>2.3.</b>	<b><u>INSPECCIONES TÉCNICAS:</u></b> .....	<b>9</b>
<b>2.4.</b>	<b><u>ENTREGA DE INFORMACIÓN</u></b> .....	<b>9</b>
<b>2.5.</b>	<b><u>ACATAMIENTO OBLIGATORIO</u></b> .....	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS</u></b> .....	<b>9</b>

## **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 a 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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión 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 Instituto Costarricense de Electricidad (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 la misma.

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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 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

**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.

### 1.1. 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 una 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 la misma.

- 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 hayan 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 ejecutado 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 especiales de protección deben ser redundantes en aquellos casos que el OS/OM lo considere necesario para reducir el riesgo derivado de una operación incorrecta o falla del mismo.
- 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, el OS/OM debe poner a disposición de los agentes del MEN, en el sitio web, la información necesaria para la aplicación de este procedimiento.

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

Conting				Límites y consecuencias aceptables de los componentes				
Categoría	Eventos	Componente fallado	Componentes fuera de servicio como consecuencia del evento	Límite de carga	Límite de tensión (voltaje) en	Sistema estable	Desconexiones en cascada	Pérdida de Carga y generación
<b>A</b> Sin contingencia	• Todos los componentes en servicio.	• Ninguno.	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No

<p><b>B</b></p> <p>Eventos que provocan la pérdida de un solo componente.</p> <p>Contingencia Unica</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria.</li> <li>• Desconexión de un componente sin falla.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un generador.</li> <li>• Un circuito de una línea de transmisión.</li> <li>• Un transformador o un autotransformador.</li> <li>• Un equipo de compensación de potencia reactiva.</li> </ul>	<p>Sólo el component e afectado por el evento</p>	<p>Nominal</p>	<p>1.05 - 0.95 P.U</p>	<p>Si</p>	<p>No</p>	<p>No</p>
<p><b>C</b></p> <p>Eventos que provocan la pérdida de dos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria.</li> <li>• Desconexión de más de un componente sin falla.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Una sección de barra.</li> <li>• Todos los circuitos en una misma torre.</li> </ul>	<p>Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)</p>	<p>Emergen cia</p>	<p>1.10 - 0.90 P.U</p>	<p>Si</p>	<p>No</p>	<p>Controlada</p>

o más componentes		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un generador.</li> <li>• Un circuito de una línea de transmisión.</li> <li>• Un transformador o un autotransformador.</li> <li>• Una sección de barra.</li> </ul>	Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
<b>Contingencias</b>				<b>Límites y consecuencias aceptables de los componentes del sistema</b>				
<b>Categoría</b>	<b>Eventos</b>	<b>Componente fallado</b>	<b>Componentes fuera de servicio como consecuencia del evento</b>	<b>Límite de carga</b>	<b>Límite de tensión ( voltaje) en estado estable</b>	<b>Sistema estable</b>	<b>Desconexiones en cascada</b>	<b>Pérdida de Carga y generación</b>

D	Eventos extremos que provocan la pérdida de dos o más componentes	<ul style="list-style-type: none"> <li>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).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Todas las líneas en un derecho de paso.</li> <li>Dos secciones de barra en una misma subestación.</li> <li>Todas las unidades de una misma planta</li> </ul>	<p>Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)</p>	<p>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).</p> <p>Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias.</p>
	Contingencia extrema	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la falla de un mecanismo de acción correctiva.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Igual a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva.</li> </ul>	<p>Más de uno (No sólo el componente afectado)</p>	<p>Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.</p> <p>Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.</p>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un generador.</li> <li>Un circuito de una línea de transmisión.</li> <li>Un transformador o un autotransformador.</li> <li>Una sección de barra.</li> </ul>	<p>Más de uno (No sólo el componente afectado por el evento)</p>	

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

## ACEPTACIÓN, USO Y SUPERVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

Contenido	
<u>1. GENERALIDADES</u> .....	3
<u>1.1 Campo de aplicación</u> .....	3
<u>1.2</u> .....	<u>Propósito</u> ..... 3
<u>1.3 Definiciones</u> .....	4
<u>1.4</u> .....	<u>Acrónimos y abreviaturas</u> ..... 8
<u>2. SISTEMAS DE MEDICION COMERCIAL</u> .....	8
<u>2.1 Características y condiciones generales de los equipos de medición</u> .....	8
<u>2.2</u> .....	<u>Requisitos técnicos para la instalación de sistemas de medición comercial</u> ..... 11
<u>2.3</u> .....	<u>Especificaciones técnicas del medidor principal y de respaldo</u> ..... 11
<u>2.4</u> ..	<u>Especificaciones técnicas de los transformadores de instrumentación</u> ..... 13
<u>2.5</u> .....	<u>Seguridad física de los sistemas de medición comercial</u> ..... 13
<u>2.6</u> .....	<u>Acceso a los medidores, equipos y a los datos de SIMEC</u> ..... 14
<u>2.7</u> .....	<u>Verificaciones y pruebas a sistemas de medición SIMEC</u> ..... 14
<u>2.8</u> .....	<u>Aceptación y registro de un sistema de medición comercial nuevo</u> ..... 15
<u>2.9</u> .....	<u>Inspección a los sistemas de medición comercial en operación</u> ..... 16
<u>2.10</u> .....	<u>Criterio de aprobación o rechazo para sistemas de medición comercial</u> ..... 17
<u>2.11</u> .....	<u>Costo de las re-inspecciones realizadas por el OS/OM para verificación del cumplimiento de los requisitos de medición comercial</u> .. 18
<u>2.12</u> .....	<u>Intervención de un agente a sus sistemas de medición comercial</u> ..... 18
<u>2.13</u> ....	<u>Salida de servicio o mal funcionamiento de un sistema de medición comercial</u> ..... 18
<u>2.14</u> .....	<u>Reposición de datos faltantes</u> ..... 19

3..... INCUMPLIMIENTOS  
..... 19  
TRANSITORIOS ..... 19

## **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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios

Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

**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 Instituto Costarricense de Electricidad (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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del

Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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.

**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, 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 regulación nacional

**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 los mismos, 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.

a) 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 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, tetrafilario, 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.
- 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 los mismos 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<sup>va</sup> 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.
- b) Los transformadores de corriente deben ser multirelación 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 a 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, 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.

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 a 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 a lo establecido en el numeral 2.8.
2. Sustitución de algún elemento de un sistema de medición en operación de acuerdo a lo establecido en el numeral 2.9.
3. Inspecciones, verificaciones y pruebas o auditorías especiales de acuerdo a lo establecido en el numeral 2.10.

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**

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 TC, TP y medidores emitidos por el fabricante 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 al 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 60044 vigentes, 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 a 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.

### **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 generación 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 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 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 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 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, estos 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

### Contenido

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>23</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>CAMPO DE APLICACIÓN</u></b> .....	23
<b>1.2.</b>	<b><u>PROPÓSITO</u></b> .....	23
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	23
<b>1.4.</b>	<b><u>ACRÓNIMOS</u></b> .....	26
<b>1.5.</b>	<b><u>ABREVIATURAS:</u></b> .....	27
<b>2.</b>	<b><u>CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE TRANSMISIÓN</u></b> .....	<b>27</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>DE ACUERDO CON SU ORIGEN SE CLASIFICAN EN:</u></b> .....	27
<b>2.2.</b>	<b><u>DE ACUERDO CON SU PLAZO DE PROGRAMACIÓN SE CLASIFICAN EN:</u></b> .....	27
<b>2.3.</b>	<b><u>SEGÚN LOS ELEMENTOS QUE SE DEBAN INTERVENIR, LAS INDISPONIBILIDADES SE CLASIFICAN EN:</u></b> .....	28
<b>3.</b>	<b><u>INDISPONIBILIDADES MAYORES DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN</u></b> <b>29</b>	
<b>3.1.</b>	<b><u>PROGRAMA ANUAL DE INDISPONIBILIDADES DE TRANSMISIÓN</u></b> .....	29
<b>3.2.</b>	<b><u>ACTUALIZACIÓN Y CONFIRMACIÓN MENSUAL DEL PROGRAMA DE INDISPONIBILIDADES DE TRANSMISIÓN</u></b> .....	30
<b>3.3.</b>	<b><u>ENTRADA DE NUEVAS INSTALACIONES</u></b> .....	31
<b>3.4.</b>	<b><u>APROBACIÓN DE INDISPONIBILIDADES</u></b> .....	31
<b>3.5.</b>	<b><u>COORDINACIÓN CON AGENTES AFECTADOS POR INDISPONIBILIDADES</u></b> .....	31
<b>3.6.</b>	<b><u>COORDINACIÓN REGIONAL</u></b> .....	32
<b>4.</b>	<b><u>INDISPONIBILIDADES MENORES DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN</u></b> <b>32</b>	
<b>4.1.</b>	<b><u>PROGRAMACIÓN DE INDISPONIBILIDADES MENORES DE TRANSMISIÓN</u></b> .....	32
<b>4.2.</b>	<b><u>COORDINACIÓN CON AGENTES AFECTADOS POR INDISPONIBILIDADES MENORES</u></b> .....	33
<b>5.</b>	<b><u>INDISPONIBILIDADES NO PROGRAMADAS O FORZADAS DE TRANSMISIÓN</u></b> .....	<b>33</b>
<b>5.1.</b>	<b><u>MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS NO PROGRAMADOS DE TRANSMISIÓN</u></b> .....	33
<b>5.2.</b>	<b><u>MANTENIMIENTOS DE EMERGENCIA</u></b> .....	34
<b>5.3.</b>	<b><u>COORDINACIÓN CON AGENTES AFECTADOS POR INDISPONIBILIDADES FORZADAS</u></b> .....	35
<b>5.4.</b>	<b><u>COORDINACIÓN REGIONAL</u></b> .....	35
<b>6.</b>	<b><u>EJECUCIÓN DE INDISPONIBILIDADES</u></b> .....	<b>35</b>
<b>6.1.</b>	<b><u>LINEAMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE INDISPONIBILIDADES</u></b> .....	35
<b>7.</b>	<b><u>CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN</u></b> .....	<b>36</b>

<b><u>7.1.</u></b>	<b><u>DE ACUERDO CON SU ORIGEN SE CLASIFICAN EN:</u></b> .....	<b>36</b>
<b><u>7.2.</u></b>	<b><u>DE ACUERDO CON SU PLAZO DE PROGRAMACIÓN SE CLASIFICAN EN:</u></b> .....	<b>36</b>
<b><u>8.</u></b>	<b><u>INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN</u></b> .....	<b>37</b>
<b><u>8.1.</u></b>	<b><u>PROGRAMA ANUAL DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN</u></b> .....	<b>37</b>
<b><u>8.2.</u></b>	<b><u>ACTUALIZACIÓN MENSUAL DEL PROGRAMA DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN</u></b> ..	<b>37</b>
<b><u>8.3.</u></b>	<b><u>SOLICITUD DE MANTENIMIENTOS DE EMERGENCIA</u></b> .....	<b>39</b>
<b><u>8.4.</u></b>	<b><u>EJECUCIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN</u></b> .....	<b>39</b>
<b><u>9.</u></b>	<b><u>COORDINACIÓN E INDICADORES</u></b> .....	<b>40</b>
<b><u>9.1.</u></b>	<b><u>COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES</u></b> .....	<b>40</b>
<b><u>9.2.</u></b>	<b><u>CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD</u></b> .....	<b>40</b>
<b><u>10.</u></b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS</u></b> .....	<b>40</b>
	<b><u>ANEXO 1: INFORMACIÓN MÍNIMA A INCLUIR EN LAS SOLICITUDES DE INDISPONIBILIDAD Y ENTRADA DE NUEVAS INSTALACIONES</u></b> .....	<b>41</b>

## 1. GENERALIDADES

### **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 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.

### **Propósito**

Definir los requisitos y plazos para la solicitud, análisis y aprobación de indisponibilidades de elementos de generación, transmisión, sistemas de almacenamiento y servicios auxiliares del Sistema Eléctrico Nacional, que se requieran para realizar mantenimientos, ampliaciones o para entrada de nuevas instalaciones 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.

### **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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas

- de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
  - 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

**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 Instituto Costarricense de Electricidad (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.

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**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 los mismos.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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) y equipos que permiten acumular energía por diferentes tecnologías para su utilización de manera diferida, así como el posterior suministro de esta al SEN

## 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.

**Abreviaturas:**

**MW:** Megawatts.

## 2. CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE TRANSMISIÓN

**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.

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

**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:

**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.

**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).

**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.

**Según los elementos que se deban intervenir, las indisponibilidades se clasifican en:**

**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.

**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:
  - a. Unidades terminales remotas (parcial o total).
  - b. Sistemas de telecomunicaciones (módem o enlace de voz y datos).
  - c. Procesadores de comunicaciones (front-end).
  - d. Puntos de medición de los intercambios por los enlaces entre áreas de control y de inyecciones o retiros de energía.
- e) Mantenimientos que modifiquen la configuración normal de las instalaciones o alteren la selectividad de las protecciones, tales como la apertura de interruptores de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo, la alteración del área de cobertura de la protección de distancia o los pasos por derivación.
- f) Mantenimientos que impliquen la posibilidad de pérdida de coordinación de disparos transferidos de la protección de líneas.

- g) Mantenimientos para pruebas y ensayos en instalaciones.
- h) Mantenimientos en instalaciones no asociadas a la red de transmisión pero que puedan afectar la operación o supervisión de la misma, como intervenciones en las barras de media tensión que provoquen pérdidas de señales de control hacia el OS/OM.
- i) Los trabajos de mantenimiento que se realicen en instalaciones asociados a la red de transmisión que estén fuera de servicio por cualquier razón, también deberán ser coordinados y aprobados, de acuerdo con los requisitos aquí mencionados.

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

#### **Programa Anual de Indisponibilidades de Transmisión**

- 3..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..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..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..4.** El Programa Anual de Indisponibilidades es de cumplimiento obligatorio.

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

**3..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.** 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..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..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.

### **Entrada de nuevas instalaciones**

- 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..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.

### **Aprobación de indisponibilidades**

- 3..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..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..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.** El OS/OM es el responsable de velar por el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa durante la indisponibilidad.

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

- 3..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..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.

### **Coordinación regional**

- 3..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**

### **Programación de indisponibilidades menores de transmisión**

- 4..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..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..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..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..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..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.

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

- 4..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. 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..4. 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**

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

- 5..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..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..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.

**5..4.** 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..5.** 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..6.** Una vez aprobadas las indisponibilidades por OS/OM, cuando involucren elementos de la RTR, el OS/OM realiza los trámites regionales correspondientes.

#### **Mantenimientos de emergencia**

**5..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.** 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..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..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.

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

- 5..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.

### **Coordinación regional**

- 5..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**

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

- 6..1.** Para toda indisponibilidad mayor el agente transmisor debe enviar al OS/OM subir al sitio electrónico de indisponibilidades el protocolo de maniobras en el plazo que el OS/OM establezca, y comunique oportunamente previo a la ejecución de la indisponibilidad que no será mayor a 1 día natural.
- 6..2.** Bajo ninguna circunstancia los agentes transmisores pueden ejecutar indisponibilidades que no estén aprobadas por el OS/OM.
- 6..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..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..5.** Para cada indisponibilidad, el agente transmisor debe designar un coordinador que se encargará de la comunicación con OS/OM de acuerdo a los protocolos que se establezcan para estos efectos por parte del OS/OM.
- 6..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..7.** Únicamente el agente transmisor responsable de la instalación intervenida puede solicitar al OS/OM la desconexión y reconexión de los equipos.

- 6..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..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..10.** Es responsabilidad del agente transmisor revisar y entregar los equipos e instalaciones intervenidas en condiciones óptimas para la operación.
- 6..11.** Todo atraso en la hora de finalización de las indisponibilidades programadas se considera como indisponibilidad forzada.

## 7. CLASIFICACIÓN DE INDISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN

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.

De acuerdo con su plazo de programación se clasifican en:

**7..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:

- a) 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.** 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**

### **Programa anual de indisponibilidades de generación**

- 8..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..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..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..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.

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

- 8..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.** 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..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..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..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..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.**

### **Solicitud de mantenimientos de emergencia**

- 8..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..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.

### **Ejecución de indisponibilidades de generación**

- 8..1.** Bajo ninguna circunstancia los agentes generadores pueden ejecutar indisponibilidades que no estén aprobadas por el OS/OM.
- 8..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..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.** 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..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..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..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**

### **Coordinación de indisponibilidades**

- 9..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..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..3. El OS/OM publicará en su página web instructivos específicos para la coordinación de indisponibilidades cuando intervienen varios agentes.
- 9..4. Todos los protocolos, formatos e instructivos que se indican en el presente procedimiento serán publicados por el OS/OM en su sitio web.

### **Cálculo de indicadores de disponibilidad**

- 9..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. 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.
- 9..3. 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.

- d) 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.

**13.** Para el caso de las líneas de transmisión relacionadas con la nueva obra:

- a) Parámetros eléctricos de la línea de transmisión.
- b) Longitud en km.
- c) Capacidad térmica continua (diurna y nocturna).
- d) Capacidad térmica temporal a 10 minutos (diurna y nocturna).
- e) Ajuste de protecciones de sobrecarga en ambos extremos.
- f) Relación de los transformadores de corriente en ambos extremos.

**14.** Para el caso de transformadores o autotransformadores:

- a) Fotografía legible de la placa.
- b) Ajuste de protecciones de sobrecarga en ambos extremos.

Procedimiento 5. Procedimiento Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento y sus anexos.

## REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES PARA PLANTAS GENERADORAS Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

### Contenido

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>44</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>Campo de aplicación</u></b> .....	<b>44</b>
<b>1.2.</b>	<b><u>Propósito</u></b> .....	<b>44</b>
<b>1.3.</b>	<b><u>Definiciones</u></b> .....	<b>44</b>
<b>1.4.</b>	<b><u>Acrónimos</u></b> .....	<b>49</b>
<b>2.</b>	<b><u>CONSIDERACIONES Y OBJETIVO DE PROTECCIONES</u></b> .....	<b>49</b>
<b>3.</b>	<b><u>REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN</u></b> .....	<b>51</b>
<b>3.1.</b>	<b><u>Requisitos para plantas generadoras menores o iguales a 1 MW (no aplica para generación distribuida para autoconsumo):</u></b> .....	<b>52</b>
<b>3.2.</b>	<b><u>Requisitos para plantas generadoras mayores a 1 MW y hasta 5 MW</u></b> .....	<b>52</b>
<b>3.3.</b>	<b><u>Requisitos para plantas generadoras mayores a 5 MW y hasta 20 MW</u></b> .....	<b>54</b>
<b>3.4.</b>	<b><u>Requisitos para plantas generadoras mayores a 20 MW</u></b> .....	<b>61</b>
<b>3.5.</b>	<b><u>Requisitos para plantas eólicas, fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía</u></b> .....	<b>64</b>
<b>4.</b>	<b><u>DISEÑO Y COORDINACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES</u></b> .....	<b>65</b>
<b>5.</b>	<b><u>PUESTA EN SERVICIO</u></b> .....	<b>66</b>
<b>5.1.</b>	<b><u>Puesta en servicio del punto de conexión</u></b> .....	<b>66</b>
<b>5.2.</b>	<b><u>Puesta en servicio de las obras de acceso al punto de conexión</u></b> .....	<b>66</b>
<b>6.</b>	<b><u>ACTUALIZACIÓN ANUAL DE LA INFORMACIÓN</u></b> .....	<b>67</b>
<b>7.</b>	<b><u>RESPONSABILIDADES DEL AGENTE DISTRIBUIDOR SOBRE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA</u></b> .....	<b>68</b>
<b>8.</b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS</u></b> .....	<b>68</b>
<b>9.</b>	<b><u>LOCALIZACIÓN Y MODIFICACIÓN DE LOS ANEXOS</u></b> .....	<b>68</b>

## **GENERALIDADES**

### **1.1. Campo de aplicación**

Este documento es aplicable a todas las plantas generadoras (nuevas o en proceso de renovación, repotenciación, adendas a contrato) con y sin sistemas de almacenamiento de energía, y a sistemas de almacenamiento de energía que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional con excepción de la generación distribuida para autoconsumo de abonados o usuarios autorizados. Dentro de los requisitos de protección se incluyen los siguientes aspectos:

- Consideraciones generales y objetivo de protecciones, válidas en todos los casos.
- Requisitos mínimos que dependen del tamaño de la planta generadora con y sin sistema de almacenamiento, sistemas de almacenamiento y del punto de conexión así como de la tecnología utilizada.
- Puesta en servicio y auditorías, procedimiento, protocolos y requisitos de información.

Este documento contempla los requisitos mínimos, sin embargo no limita a que puedan existir requisitos adicionales propios de protecciones de los equipos de las plantas generadoras y sistemas de almacenamiento que sean necesarios cumplir, que cuente con las justificaciones técnicas, y que no se encuentras especificadas en este documento.

### **1.2. Propósito**

El propósito de este procedimiento es establecer el objetivo y los requisitos mínimos de protecciones eléctricas que deben cumplir las plantas generadoras que se interconectan al SEN (tanto nuevas como renovaciones) y sus respectivos puntos de conexión a la red, ya sea a nivel de transmisión o de distribución.

### **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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica

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

**Baja tensión:** Nivel de tensión igual o menor de 1 kV.

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

**Condición de operación normal:** Corresponde a cualquier punto de operación de la planta generadora dentro de sus curvas características normales.

**Condición de operación anormal:** Corresponde a un punto de operación temporal de la planta generadora definido por condiciones o eventos en la red, dentro del cual la planta generadora puede permanecer durante un tiempo de acuerdo a sus características de diseño y constructivas, que de no ser monitoreado y limitado podría evolucionar a un estado de falla.

**Confiabilidad:** capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a un área, ante la presencia de eventos o cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, entre otros).

**Elemento de conexión:** Elementos eléctricos que se encuentran entre el lado de alta tensión del transformador de la planta generadora y el punto de conexión. Forma parte de las obras de acceso al punto de conexión.

**Estado de falla:** Corresponde a un punto de operación en el cual se compromete la integridad de la planta generadora y por lo tanto es una

condición en la cual debe permanecer el menor tiempo posible para evitar daños mayores en los equipos y evitar comprometer la estabilidad de la red.

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

**Obras de acceso:** Obras propias del proyecto necesarias para acceder al punto de conexión asignado.

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**Planta generadora:** En este documento se considera el concepto planta generadora como el conjunto transformador – generador o transformadores – generadores.

**Propietario de Red:** Persona física o jurídica propietario de infraestructura de transmisión o distribución perteneciente al SEN.

**Punto de conexión:** Lugar topológico donde se enlaza la infraestructura eléctrica del Agente del MEN con el Sistema Eléctrico Nacional.

**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.

**Redundancia:** Duplicación de uno o varios dispositivos del sistema de eliminación de fallas con el fin de proveer una mayor confiabilidad al sistema.

**Protección primaria:** Función de protección que permite liberar selectivamente una falla en el menor tiempo posible, con el mayor nivel de sensibilidad.

**Protección de respaldo:** Función que permite liberar una falla cuando la protección primaria no actúa.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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).

**Selectividad:** Propiedad de eliminar el disturbio mediante la desconexión del menor número de equipos, durante el menor tiempo posible. Esto garantiza afectar lo menos posible la continuidad de servicio del sistema.

**Sensibilidad:** Propiedad de distintos equipos de protección para detectar perturbaciones que provoquen variaciones pequeñas de los parámetros de la red.

**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

**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 eliminación de fallas:** Son todos los componentes que aseguran la liberación de la falla a través de la apertura del interruptor. Están contemplados: transformadores de instrumento (corriente y tensión), rutas de canalización y cableado, relés de protección, canales de disparo, alimentación de corriente directa, interruptores.

**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

**Tamaño de la planta generadora:** Suma de las capacidades nominales de las unidades que conforman una planta, según dato de placa.

#### **1.4. Acrónimos**

**Aresep:** Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

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

**CFIA:** Colegio Federado de Ingeniero y Arquitectos

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad.

**OS/OM:** Operador de Sistema y Operar de Mercado

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

#### **Abreviaturas:**

**kV:** Kilovoltios

**MW:** Megawatts.

### **CONSIDERACIONES Y OBJETIVO DE PROTECCIONES**

- a) Los requisitos de protecciones se aplican tanto a las protecciones de las máquinas generadoras y sistemas de almacenamiento como a los puntos de conexión de éstos a la red y deben tener en cuenta condiciones de operación normal, anormal y los estados de falla.
- b) El esquema de protección de la interconexión está directamente ligado a la criticidad del punto de conexión, así como a la longitud de la línea de conexión. También deben incorporarse al esquema los conceptos de respaldo y selectividad.
- c) Todo equipo de potencia que sea parte de la planta generadora debe tener un sistema primario de eliminación de fallas para el equipo protegido, que garantice la liberación del estado de falla lo más rápido posible. El tiempo máximo de operación será definido en los estudios de coordinación.
- d) Todo sistema de eliminación de fallas debe tener un respaldo suficientemente rápido para limitar las fallas debajo de la curva de daño del equipo protegido. Todo equipo que conforme el sistema de potencia de la planta generadora debe estar protegido por lo menos por dos

protecciones distintas y sus sistemas de eliminación de fallas asociados, uno con función de protección primaria y otro como protección de respaldo, independientes entre sí para evitar fallas de modo común. En caso de que en el sistema de liberación de fallas, la protección primaria no opere, debe hacerlo la protección de respaldo.

- e) Todas las condiciones de operación anormal que puedan evolucionar a una falla deben estar cubiertas por un equipo de protección que las vigile y desconecte el generador antes de que evolucione al estado de falla.
- f) Todas las plantas generadoras deben contar con un sistema de corriente directa operacional a base de rectificadores y bancos de baterías para alimentar los sistemas de control y protección.
- g) Para plantas generadoras mayores a 20 MW las protecciones primarias, de respaldo y contra condiciones anormales deben estar en equipos independientes
- h) Cada planta generadora debe tener un plan de mantenimiento del sistema de liberación de fallas. Anualmente cada planta generadora debe entregar al Propietario de Red un informe que contenga como mínimo lo indicado por OS/OM
- i) Los equipos de protección deben ser numéricos con oscilografía y registro de eventos.
- j) Se debe tener un estudio de coordinación y ajustes de protecciones para todas las protecciones de la planta generadora y su punto de conexión.
- k) La planta generadora debe entregar la información suficiente que demuestre de una manera satisfactoria la correcta calibración, parametrización y funcionamiento de los dispositivos de protección. Además, debe suministrar los resultados y protocolos de las pruebas de puesta en servicio.
- l) En caso de presentarse la activación de alguna de las protecciones de la planta, ésta debe entregar al Propietario de Red un informe con las oscilografías, registros para su análisis y ajustes de protecciones, según el formato indicado en el Anexo en un plazo de diez días hábiles después del evento.
- m) Este procedimiento define los requisitos mínimos de protección que deben cumplir las plantas generadoras. Sin embargo, además se deben incluir todos los sistemas de protección necesarios específicos al diseño particular de cada caso.

- n) El OS/OM puede ampliar estos requisitos en caso de considerarlo necesario, por necesidades de protección a nivel del Sistema Eléctrico o de la planta, así como por nueva normativa del sector eléctrico.

En caso de sustituciones por daño o por modernizaciones de instalaciones, los equipos de protección nuevos deberán cumplir con todo lo establecido en este procedimiento.

## REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN

Según el tamaño de la planta generadora y la ubicación de su punto de conexión se definen los siguientes casos:

Planta	Elemento de conexión			
Menor a 1 MW	Línea de distribución			
De 1 MW a 5 MW	Línea de distribución	de	Barra de media tensión	-
De a 5 MW a 20 MW	Línea de distribución	de	Barra de media tensión	Barra de alta tensión
(1) Mayor a 20 MW			Barra de media tensión	Barra de alta tensión

- (1) En el caso de plantas de generación mayores a 20MW conectadas a redes de distribución, se debe solicitar los requisitos mínimos de protecciones al propietario de red.

En este documento se considera:

- Baja tensión: Nivel de tensión igual o menor a 1 kV
- Media tensión: Nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor 100 kV (por ejemplo, 13.8, 24.9, 34.5 y 69 kV)
- Alta Tensión: Nivel de tensión igual o superior a 100 kV e igual o menor de 230 kV.

A continuación, se describen los requisitos mínimos de protecciones eléctricas en los puntos de conexión y para cada unidad de generación conectada al sistema eléctrico, según cada caso mencionado. En el Anexo 1 *Diagramas de protecciones según capacidad de planta generadora y punto de conexión*, que se ubica en el sitio web del OS/OM, se encuentran los diagramas respectivos para cada caso.

**1.5. Requisitos para plantas generadoras menores o iguales a 1 MW (no aplica para generación distribuida para autoconsumo):**

- a) Estar conectadas a un circuito de distribución a través de un transformador dimensionado para la capacidad de la planta generadora, con cuchillas y fusibles en el lado de media tensión.
- b) El generador debe contar con un interruptor termo-magnético con bobina externa para las operaciones de la planta generadora ante fallas externas e internas. Este interruptor termo-magnético tendrá la capacidad de interrumpir corrientes del máximo cortocircuito interno o externo.
- c) El interruptor termo-magnético debe funcionar como protección de sobre corriente y sobrecarga dependiendo de las magnitudes que circulen por él.
- d) La planta generadora debe tener una protección de bajo/sobre voltaje con retardo ajustable, ajustado a las condiciones de la red.
- e) La planta generadora debe tener una protección de sobre/baja frecuencia con retardo ajustable, el cual se debe ajustar según datos aportados por el OS/OM.
- f) Para la sincronización puede utilizarse un contactor rápido que permita realizar la sincronización. Sin embargo, la apertura deberá ser realizada por el interruptor termo-magnético.
- g) El uso de interruptores para el disparo y sincronización son opciones de mayor confiabilidad. El uso de reconectores en el lado de media tensión del transformador da mayor continuidad de servicio, seguridad y confiabilidad al esquema. El uso de reconectores será opcional a criterio de la empresa distribuidora y conforme a las condiciones de la red en el punto de conexión.”

**1.6. Requisitos para plantas generadoras mayores a 1 MW y hasta 5 MW**

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión *	PROTECCIONES DEL ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD (POR MÁQUINA)		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo

Línea de distribución	N/A	- Sobre y bajo voltaje - Sobre y baja frecuencia	Sobrecorriente direccional	Protección de unidad	Secuencia negativa	Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)	Puede ser asumida por la protección del elemento de conexión
Barra de media tensión	Menor a 10 km	- Sobre y bajo voltaje - Sobre y baja frecuencia	Sobrecorriente direccional comunicadas	Protección de unidad	Secuencia negativa	Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)	Puede ser asumida por la protección del elemento de conexión
Barra de media tensión	Mayor a 10 km	- Sobre y bajo voltaje - Sobre y baja frecuencia	Impedancias comunicadas	Protección de unidad	Secuencia negativa	Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)	Protección del elemento de conexión

\*Para efectos del esquema de protección, se consideran líneas de interconexión a todas aquellas líneas que sean de uso exclusivo para la transmisión de energía, que no alimentan cargas en su trayecto, independientemente de su nivel de tensión.

### 1.7. Requisitos para plantas generadoras mayores a 5 MW y hasta 20 MW

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Línea de distribución	N/A	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobre y bajo voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)</li> </ul>	Sobrecorriente direccional	Sobrecorriente direccional independiente	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene el elemento de conexión)</li> </ul>	Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra cortocircuitos</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de media tensión	Menor a 10 km	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobre y bajo voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)</li> </ul>	Diferencial de línea	Sobrecorriente comunicadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene el elemento de conexión)</li> </ul>	Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra cortocircuitos</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de media tensión	Mayor a 10 km	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobre y bajo voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)</li> </ul>	Diferencia de línea	Impedancia comunicadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene el elemento de conexión)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra cortocircuitos</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de alta tensión	Conexión directa a la barra	N/A	Diferencial del transformador 87T	Impedancia 21	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra fallas internas del generador (cortocircuitos)</li> <li>- Protección independiente en el transformador contra fallas internas (cortocircuitos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección del grupo generador transformador*</li> <li>- Protección de impedancia del generador</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>
Barra de alta tensión	Corta** < 3 km Transm. Interna	N/A	Diferencial de línea	Sobrecorriente direccional	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección del grupo generador r-</li> </ul>

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
				comunica da  Impedan cia comunica da  21	- Potencia inversa  - Subexcitación  - Sobre flujo  - Sobre voltaje  - Sobre y baja frecuencia	fallas internas del generador (cortocircuitos)  - Protección independiente del grupo generador r- transformador contra fallas internas (cortocircuitos)	transformador*  - Protección de impedancia del generador  - Relé de falla de interruptor

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	ELEMENTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de alta tensión	Larga > 3 km	N/A	Diferencial de línea	Impedancia con cobertura del 100% de la línea	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra fallas internas del generador (cortocircuitos)</li> <li>- Protección independiente del grupo generador-transformador</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección del grupo generador-transformador*</li> <li>- Protección de impedancia del generador</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>

\*En los casos donde cada generador tenga su transformador el esquema de protección de respaldo será una protección de grupo generador-

transformador. En los casos donde el transformador lleve varias unidades generadoras no se utiliza la protección diferencial de grupo y se incorpora una protección diferencial de barras.

\*\*En los sistemas que requieran transferencia de disparo de interruptores, el canal de disparo debe ser redundante por medios diferentes.

\*\*\*Para efectos del esquema de protección, se consideran líneas de interconexión a todas aquellas líneas que sean de uso exclusivo para la transmisión de energía, que no alimentan cargas en su trayecto, independientemente de su nivel de tensión.

### 1.8. Requisitos para plantas generadoras mayores a 20 MW

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	PUNTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de media tensión	Menor a 10 km	Sobre voltaje y	Diferencial de línea	Impedancia comunicadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección primaria independiente contra fallas internas (cortocircuitos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección de respaldo independiente contra cortocircuitos</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	PUNTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de media tensión	Mayor a 10 km	Sobre y bajo voltaje	Diferencial de línea	Impedancia comunicadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección primaria independiente contra cortocircuitos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección de respaldo independiente contra cortocircuitos</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> </ul>
Barra de alta tensión	N/A	Sobre y bajo voltaje	Diferencial del transf.	Impedancia comunicada 21	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra fallas internas del generador (cortocircuitos)</li> <li>- Protección independiente del grupo generador-transformador contra fallas internas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección del Grupo Generador – Transformador*</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> <li>- Impedancia o sobrecorriente del generador</li> </ul>

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	PUNTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
					- Sobre y baja Frecuencia	(cortocircuitos)	
Barra de alta tensión	Corta** < 3 km Transm. interna	N/A	Diferencial de línea	Impedancia comunicada 21	- Secuencia negativa - Potencia inversa - Subexcitación - Sobre flujo - Sobre voltaje - Sobre y baja frecuencia	- Protección independiente contra fallas internas del generador (cortocircuitos) - Protección independiente del grupo generador-transformador contra fallas internas (cortocircuitos)	- Protección del grupo generador-transformador* - Relé de falla de interruptor - Impedancia o sobrecorriente del generador

Punto de conexión	Longitud de línea de interconexión ***	PUNTO DE CONEXIÓN			PROTECCIÓN DE UNIDAD		
		Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo
Barra de alta tensión	Larga > 3 km	N/A	Diferencial de línea	Impedancia con cobertura del 100% de la línea	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secuencia negativa</li> <li>- Potencia inversa</li> <li>- Subexcitación</li> <li>- Sobre flujo</li> <li>- Sobre voltaje</li> <li>- Sobre y baja frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección independiente contra fallas internas del generador (cortocircuitos)</li> <li>- Protección independiente del grupo generador-transformador contra fallas internas (cortocircuitos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección del grupo generador-transformador*</li> <li>- Relé de falla de interruptor</li> <li>- Impedancia o sobrecorriente del generador</li> </ul>

\*En los casos donde cada generador tenga su transformador el esquema de protección de respaldo será una protección de grupo generador-transformador. En los casos donde el transformador lleve varias unidades generadoras no se utiliza la protección diferencial de grupo y se incorpora una protección diferencial de barras.

\*\*\*Para efectos del esquema de protección, se consideran líneas de interconexión a todas aquellas líneas que sean de uso exclusivo para la transmisión de energía, que no alimentan cargas en su trayecto, independientemente de su nivel de tensión.

### 1.9. Requisitos para plantas eólicas, fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía

Para las plantas eólicas, fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía se aplicarán los requisitos del punto de conexión establecidos en los numerales 3.2, 3.3 y 3.4 de este procedimiento según corresponda de acuerdo con el tamaño de la planta y el tipo de conexión.

Las características de operación de las plantas eólicas, fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía dependen de la tecnología utilizada, por lo que el OS/OM definirá y publicará en su página web los requisitos específicos para estas tecnologías cumpliendo los principios básicos de consideraciones generales y filosofía de protecciones contenidos en este documento, con el fin de lograr características de operación convenientes.

Previo a la publicación de los requisitos mínimos de protecciones para estas tecnologías, el interesado deberá solicitarlos al OS/OM y/o propietario de red

## **DISEÑO Y COORDINACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES**

Para hacer el diseño y coordinación del esquema de protecciones la planta generadora debe solicitar al Propietario de Red el modelo de la red, los ajustes de las protecciones adyacentes, y debe solicitar al OS/OM los datos pertinentes para realizar los ajustes de sobre/baja frecuencia.

Una vez definido el diseño del esquema de protecciones y sus equipos, la planta generadora debe presentarlo al Propietario de Red, con copia al OS/OM para su aprobación, de acuerdo con los criterios establecidos en este documento. Lo anterior debe ser presentado antes de realizar la compra de dichos equipos. Esta revisión la realizará el OS/OM en un plazo no mayor a 20 días hábiles y el Propietario de red en un plazo no mayor a 30 días hábiles, a partir del momento en que la planta generadora presente la información completa. Asimismo, el diseño de la malla de tierra y su correspondiente estudio de suelos debe ser presentado para su aprobación.

Durante la etapa de construcción debe realizarse una coordinación global de las protecciones que interactúan con la red del Propietario de Red, la cual debe considerar tanto la seguridad de la red como la de la planta generadora. Para tal fin la planta generadora debe presentar al OS/OM, con copia al Propietario de Red una memoria de cálculo donde se compruebe la coordinación de los ajustes de las protecciones en el punto de conexión. La memoria de cálculo debe incluir el diagrama unifilar (que incluya protecciones, transformadores de corriente y potencial, así como accionamiento en los disparos de las protecciones), estudio de cortocircuito, los criterios utilizados en los ajustes y un listado de los ajustes finales.

El OS/OM y el Propietario de Red deben realizar la evaluación de dicha documentación y emitir sus observaciones y recomendaciones en un plazo no mayor a 20 días hábiles, a partir del momento en que la planta generadora presente la información completa. El OS/OM debe preparar un informe con estas observaciones y recomendaciones en caso de requerirse. Una vez que dichas observaciones y recomendaciones hayan sido incorporadas por la planta generadora, el Propietario de Red emite una nota de aprobación de la coordinación de protecciones dirigida al OS/OM.

La planta generadora será responsable del ajuste de las protecciones propias de la planta.

Cualquier cambio en los equipos, ajustes o coordinación de los sistemas de protecciones referidos en este documento debe presentarse al OS/OM y al Propietario de Red para su autorización.

## **PUESTA EN SERVICIO**

La planta generadora debe realizar las pruebas internas al esquema de protecciones de la planta y presentar los protocolos correspondientes al Propietario de Red.

### **1.10. Puesta en servicio del punto de conexión**

Antes de energizar el punto de conexión de la planta generadora al SEN, la misma debe coordinar con el Propietario de Red la realización de la inspección del esquema de protecciones. El Propietario de Red debe definir en el contrato o acuerdo de conexión las pruebas que deben realizarse en el punto de conexión.

Una vez finalizada la inspección a conformidad, el Propietario de Red emite una nota de aceptación del sistema de protecciones del punto de conexión.

Con base en esta nota de aceptación, el OS/OM autoriza la energización del punto de conexión, una vez que la planta generadora haya cumplido con todos los requisitos adicionales para conectarse al SEN.

### **1.11. Puesta en servicio de las obras de acceso al punto de conexión**

Antes de energizar las obras de acceso de la planta al punto de conexión, la misma debe coordinar con el Propietario de Red la ejecución de la inspección del esquema de protecciones, para lo cual se utilizará el formulario del Anexo 3 *Protocolo de inspección de protecciones de plantas generadoras que se conectan al SEN*, que se ubica en el sitio web del OS/OM. Para esto, la planta generadora debe presentar previamente la información solicitada en dicho protocolo al Propietario de Red, quien debe revisar esta documentación en un plazo máximo de 10 días hábiles, a partir del momento en que la planta generadora presente la información completa.

La planta generadora debe coordinar con el Propietario de Red con al menos 10 días hábiles de antelación la aplicación del protocolo de inspección. Durante la inspección debe estar presente personal calificado de parte de la planta generadora con el fin aclarar cualquier duda que tenga el Propietario de Red sobre protocolos, estudios o información suministrada. En el Anexo 2 *Guía de aplicación del protocolo de inspección*, que se ubica en el sitio web del OS/OM, se explica la manera en que se debe realizar la inspección siguiendo el protocolo del Anexo 3. El resultado de la inspección es “Aprobado” cuando el 100% de los criterios evaluados sea aceptado.

En caso de que la inspección determine que se deben realizar correcciones, la planta generadora debe presentar el plan de implementación de dichos cambios al Propietario de Red para su reinspección. Una vez implementados los cambios, la planta generadora debe informar con al menos 10 días hábiles al Propietario de Red para que realice la reinspección.

Una vez finalizada la inspección a conformidad, el Propietario de Red emite una nota de aceptación del sistema de protecciones de la planta generadora.

Con base en esta nota de aceptación el OS/OM autoriza la conexión de la planta al SEN, una vez que la planta generadora haya cumplido con todos los requisitos adicionales para conectarse al SEN.

Una vez que la planta esté en operación, el Propietario de Red puede solicitar, según su criterio técnico demostrado, la realización de pruebas adicionales al sistema de protecciones, en caso de ser necesario.

En caso de una renovación del sistema de protecciones en la planta generadora, se debe aplicar nuevamente la inspección y completar el formulario del Anexo 3 *Protocolo de inspección de protecciones de plantas generadoras que se conectan al SEN*, que se ubica en el sitio web del OS/OM.

## **ACTUALIZACIÓN ANUAL DE LA INFORMACIÓN**

Con el fin de garantizar la correcta operación del sistema de protecciones ante diferentes configuraciones y estados de falla de la red, y para poder evaluar el desempeño de las plantas ante fallas, cada año las plantas generadoras deben presentar al Propietario de Red la siguiente información actualizada:

- a) Unifilar actualizado con la posición de los transformadores de corriente y potencial, interruptores, barras, transformadores y generadores.
- b) Los parámetros eléctricos de relación de transformación de los transformadores de corriente y potencial.

- c) Los parámetros eléctricos de transformadores y generadores (potencia, reactancias, constantes de tiempo, entre otros).
- d) Marca, versión y ajustes de todas las protecciones de la planta de generación.
- e) Plan anual de mantenimiento del sistema de protecciones y reporte de cumplimiento de dicho plan (información de los equipos, evaluación de los resultados y las mejoras a realizar producto del mantenimiento). Este reporte debe incluir todas las operaciones de los equipos de protección de la planta y su punto de interconexión durante el año y la evaluación de su causa.

Esta información debe ser presentada en el formato del *Anexo 4 Actualización anual de la información de protecciones*, que se ubica en el sitio web del OS/OM, y debe estar validada por un profesional en ingeniería eléctrica o afines incorporado al CFIA. El Propietario de Red puede aceptar o rechazar el informe, en caso de que la información esté incompleta, y solicitar al agente completarlo en un plazo de 5 días hábiles.

La planta generadora será responsable del ajuste de las protecciones propias de la planta

## **RESPONSABILIDADES DEL AGENTE DISTRIBUIDOR SOBRE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Es responsabilidad de cada agente distribuidor la seguridad y protección de la red de distribución en relación a la generación distribuida que se conecte en dicha red.

## **INCUMPLIMIENTOS**

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

## **LOCALIZACIÓN Y MODIFICACIÓN DE LOS ANEXOS**

Los Anexos referidos en este procedimiento se publicarán en el sitio web del OS/OM y podrán ser modificados según requerimientos del OS/OM para cumplir con la regulación nacional y regional vigente. Para ello, el OS/OM

deberá informar a los agentes de los cambios con al menos 15 días naturales de anticipación.

## **TRANSITORIOS**

El OS/OM deberá en un plazo de 6 meses contados a partir de la aprobación de este procedimiento definir y publicar en su página web los requisitos específicos de protecciones para las unidades eólicas, fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía, de acuerdo con el inciso 3.5 de este documento.

**Procedimiento 6. Procedimiento Implementación de enlaces de telecontrol**

**IMPLEMENTACIÓN DE ENLACES DE TELECONTROL**

**Contenido**

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>CAMPO DE APLICACIÓN</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.2.</b>	<b><u>PROPÓSITO</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.4.</b>	<b><u>ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS</u></b> .....	<b>74</b>
<b>2.</b>	<b><u>IMPLEMENTACIÓN DE ENLACES DE TELECONTROL CON EL SCADA/EMS DEL OS/OM</u></b> .....	<b>75</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>ENLACES DE TELECONTROL.</u></b> .....	<b>75</b>
<b>2.2.</b>	<b><u>EQUIPOS PARA TELECONTROL.</u></b> .....	<b>75</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>CANALES DE COMUNICACIÓN.</u></b> .....	<b>76</b>
<b>2.3.</b>	<b><u>REQUISITOS DE LOS DATOS EN TIEMPO REAL Y COMANDOS DE CONTROL.</u></b> .....	<b>76</b>
<b>2.4.</b>	<b><u>ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DE LOS EQUIPOS.</u></b> .....	<b>77</b>
<b>2.5.</b>	<b><u>ACTIVIDADES PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS ENLACES DE TELECONTROL.</u></b> .....	<b>77</b>
<b>2.6.</b>	<b><u>VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS, REPORTE Y ATENCIÓN DE AVERÍAS</u></b> .....	<b>79</b>
<b>2.7.</b>	<b><u>OBLIGATORIEDAD DE CUMPLIMIENTO</u></b> .....	<b>79</b>
<b>3.</b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS</u></b> .....	<b>79</b>
	<b><u>TRANSITORIO</u></b> .....	<b>79</b>

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. Campo de aplicación**

Este procedimiento establece los requisitos, actividades y responsabilidades de los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) para implementar y mantener los enlaces de telecontrol, los cuales son necesarios para que el SCADA/EMS del OS/OM reciba los datos en tiempo real de la operación del SEN y para ejecutar los comandos de control remoto.

Su aplicación es obligatoria para todos los agentes del MEN en adelante agente o agentes y recursos de energía distribuida en caso de que aplique, según lo establecido por la regulación nacional y regional vigente.

Este procedimiento aplica para toda solicitud, estudio, aprobación, diseño, construcción, puesta en servicio de las conexiones al SEN de cualquier interesado, agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) , incluyendo a aquellas plantas de generación existentes.

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

### **1.2. Propósito**

El propósito es establecer los requisitos técnicos que se deben cumplir para configurar, habilitar, realizar la puesta en servicio y mantener los enlaces de telecontrol, los cuales son indispensables para efectuar la operación centralizada en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional.

### **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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

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

**Enlace de telecontrol:** el conjunto formado por el equipo para telecontrol y el canal de comunicación que permite realizar la función de telecontrol en tiempo real.

**Equipo para telecontrol:** equipo que realiza la función de adquisición de datos de una planta generadora, de una subestación eléctrica y de otros sistemas especiales de registro de variables, que también realizan la función de procesar comandos de control y que tiene capacidad para transmitir esos datos hacia un sistema SCADA localizado remotamente y recibir de este comando de control, utilizando para ello un protocolo de comunicación y un canal de comunicación. También incluye a los equipos que realizan las funciones de cliente-servidor cuando se utiliza el protocolo ICCP.

**Fuente eléctrica segura:** sistema de alimentación eléctrica que permite el funcionamiento de los equipos que la utilizan durante interrupciones transitorias o por al menos un periodo de 2 horas, esto cuando ocurra una falla externa con el potencial de afectar el suministro eléctrico para los mismos.

**Medio oficial de comunicación:** es el canal de comunicación oficial que el OS/OM defina para la gestión de los temas asociados a los enlaces de telecontrol con los agentes.

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**Punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM:** punto dentro de la topología del sistema de comunicaciones del OS/OM, donde el agente debe entregar el canal de datos.

**Recurso de energía distribuida:** fuente o sumidero de energía que se encuentra en el sistema de distribución, cualquier subsistema de este o detrás del medidor de un cliente. Estos recursos pueden incluir, entre otros, recursos de almacenamiento de energía eléctrica, generación distribuida, almacenamiento térmico, vehículos eléctricos y sus equipos de suministros.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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 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

**Sistema especial de registro de variables:** sistema para la adquisición de datos en tiempo real de las variables medidas por los recursos de energía distribuida, las estaciones meteorológicas, estaciones hidrológicas y otras similares.

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

#### **1.4. Acrónimos y abreviaturas**

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

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

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad.

**ICCP:** protocolo de comunicación entre centros de control (del inglés Inter Control Center Protocol).

**EMS:** sistema de administración de la energía eléctrica (del inglés Energy Management System).

**OS/OM:** Operador de Sistema /Operador de Mercado

**SCADA:** sistema de adquisición de datos y de control supervisorio (del inglés Supervisory Control and Data Acquisition).

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

## **2. IMPLEMENTACIÓN DE ENLACES DE TELECONTROL CON EL SCADA/EMS DEL OS/OM**

### **1.5. Enlaces de telecontrol.**

Los enlaces de telecontrol son el medio utilizado para que el SCADA/EMS del OS/OM reciba los datos en tiempo real de las plantas de generación, de las subestaciones eléctricas y de otros sistemas especiales de registro de variables. El enlace de telecontrol se compone de un equipo de telecontrol y de un canal de comunicación.

Es obligación de los agentes la instalación, puesta en servicio y mantenimiento de sus enlaces de telecontrol, cumpliendo con todos los requisitos funcionales y de compatibilidad especificados por el OS/OM. Los casos de excepción serán los que se determinen con fundamento en regulación nacional vigente y aquellos específicos que establezca el OS/OM.

Es obligación del OS/OM definir los requisitos técnicos que deben cumplir los enlaces de telecontrol y los métodos de aceptación de estos, así como mantenerlos actualizados, efectuando para ello una revisión anual. Esta información está disponible en la página WEB del OS/OM. La primera vez que se definan, así como sus actualizaciones deberán someterse a consulta pública, de acuerdo con el plazo de la Ley General de la Administración Pública, entre los interesados según el procedimiento de consulta del OS/OM.

### **1.6. Equipos para telecontrol.**

El equipo para telecontrol es el que transmite los datos en tiempo real utilizando alguno de los protocolos de comunicación para telecontrol que acepta el

SCADA/EMS del OS/OM. Entre los protocolos utilizados se encuentran los siguientes:

- IEC 60870-5-101.
- IEC 60870-5-104.
- DNP3.0 (conexión serial).
- DNP3.0 sobre TCP/IP.
- IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP).

Para cada enlace de telecontrol en particular, el OS/OM define el protocolo de comunicación y sus parámetros de interoperabilidad, que son de cumplimiento obligatorio para garantizar la compatibilidad entre el equipo para telecontrol del agente del MEN y el SCADA/EMS del OS/OM. Para ello aplica lo indicado en los numerales 2.6 i y 2.6 ii entendiendo que los requisitos del enlace de telecontrol que defina el CENCE para la aprobación nacional del diseño de la obra de acuerdo con el “Procedimiento para establecer las conexiones al Sistema Eléctrico Nacional”, serán los definitivos para los efectos del diseño y ejecución del proyecto, a menos que haya un acuerdo entre ambas partes para su modificación.

### **2.1. Canales de comunicación.**

El canal de comunicación es el medio para llevar los datos hasta el “punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM”. El agente es el responsable de implementar y mantener la infraestructura necesaria para habilitar el canal de comunicación. No se aceptarán implementaciones que utilicen a la Internet como medio para la transmisión de los datos.

Para cada enlace de telecontrol en particular, el OS/OM define la ubicación del punto de enlace y la interfaz de comunicación que debe utilizar el agente. Para ello se sigue el procedimiento indicado en los numerales 2.6 i y 2.6 ii.

### **1.7. Requisitos de los datos en tiempo real y comandos de control.**

Los datos que deben transmitir los enlaces de telecontrol y los comandos de control remoto que se deben implementar, los define el OS/OM para cada enlace en específico. Cada enlace de telecontrol debe cumplir con las especificaciones y parámetros que defina el OS/OM. Esta información forma parte de la que está disponible en la página WEB del OS/OM, de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.1, incluyendo como mínimo: los requisitos para los protocolos de comunicación, las señales a transmitir y sus formatos, los comandos de control remoto y sus formatos, los métodos de prueba y los criterios de aceptación para los enlaces de telecontrol.

### **1.8. Alimentación eléctrica de los equipos.**

Los equipos de comunicación y telecontrol del agente deben alimentarse desde una fuente eléctrica segura, de manera que no se indisponga el enlace de telecontrol durante fallas intermitentes del servicio propio de la planta de generación, de la subestación o de otros sistemas especiales de registro de variables. El tiempo mínimo de respaldo es de dos horas.

### **1.9. Actividades para la implementación y puesta en servicio de los enlaces de telecontrol.**

El procedimiento que se debe seguir para configurar, habilitar y poner en servicio un enlace de telecontrol consta de nueve actividades, que son:

- i. El agente, utilizando el medio oficial de comunicación establecido para cada caso particular, solicita al OS/OM la definición del punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM, la interfaz de comunicación y el protocolo de comunicación para el enlace de telecontrol, además de cualquier otra información que considere relevante. También, el agente notifica la fecha estimada del inicio de las pruebas de aceptación del enlace de telecontrol. Esta comunicación debe enviarla al menos 120 días naturales antes del inicio estimado de las pruebas de aceptación.
- ii. El OS/OM, utilizando el medio oficial de comunicación, envía la respuesta al agente, como máximo 15 días naturales después de recibir la solicitud indicada en el punto i), adjuntando además toda la documentación técnica aplicable para la implementación del enlace de telecontrol, definida por OS/OM y publicada en su página WEB.
- iii. El agente, envía al OS/OM la lista total de los datos (señales) disponibles de sus instalaciones, los planos de protección y control y un diagrama unifilar de la planta generadora, de la subestación, o de ambos cuando aplique. Esto lo remite al menos 90 días naturales antes del inicio estimado de las pruebas de aceptación, utilizando el medio oficial de comunicación.
- iv. El OS/OM selecciona las señales que son de su interés y asigna los direccionamientos de las mismas o los parámetros que sean necesarios para la transmisión e interpretación de los datos, considerando el protocolo de comunicación específico del enlace de telecontrol. Si el OS/OM determina que hay un faltante de señales con respecto a los requisitos mínimos publicados en su página WEB, lo comunica al agente para que subsane el faltante. Una vez que se obtiene la lista definitiva de señales, el OS/OM prepara el protocolo de pruebas aplicable con base en los métodos de prueba vigentes para la aceptación del enlace de telecontrol. Utilizando el medio oficial de comunicación, el OS/OM remite esta información al agente para que configure sus equipos de telecontrol,

como máximo 25 días naturales después de recibir la información indicada en el punto iii).

- v. El agente configura y pone en servicio su equipo para telecontrol y su equipo de comunicación y habilita el canal de comunicación entre la planta generadora, sistema de almacenamiento, subestación, centro de control o sistema especial de registro de variables y el punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM, al menos 25 días naturales antes del inicio estimado de las pruebas de aceptación, cumpliendo con el suministro de información definido en el método de pruebas. El agente realiza la comunicación oficial al OS/OM del cumplimiento de esta actividad.
- vi. El OS/OM verifica en el punto de enlace con su red de comunicaciones la conectividad con los equipos terminales de comunicación del agente. Esto lo realiza como máximo 10 días naturales después de que el agente cumpla con lo establecido en el punto v). El resultado de la verificación se comunica oficialmente al agente, indicando los incumplimientos o faltantes, cuando aplique. El agente debe atender las solicitudes o correcciones comunicadas por el OS/OM en un plazo máximo de 5 días naturales, el cual puede ampliarse si el agente lo solicita y presenta la justificación correspondiente.
- vii. Una vez que el OS/OM comprueba la conectividad entre los equipos terminales de comunicación, se inician las pruebas básicas al enlace de telecontrol, las cuales deben estar contempladas en el método de pruebas comunicado previamente en la actividad iv. Estas pruebas se ejecutan y sus resultados deben ser aprobados por el OS/OM, como requisito previo para la realización de las pruebas de aceptación definitivas del enlace de telecontrol. El agente es el responsable de aportar todos los recursos que sean necesarios para realizar las pruebas básicas.
- viii. De manera conjunta, el agente y el OS/OM ejecutan las pruebas de aceptación del enlace de telecontrol, utilizando el método de pruebas suministrado por el OS/OM. Como comprobación inicial se repiten las pruebas básicas indicadas en la actividad vii. El agente es el responsable de aportar todos los recursos que sean necesarios para realizar las pruebas y es el responsable de la ejecución de las mismas y de demostrar que el enlace de telecontrol funciona satisfactoriamente, siguiendo las instrucciones contenidas en los procedimientos y métodos de pruebas del OS/OM.

Si las pruebas de telecontrol se completan con éxito, el OS/OM emite el protocolo de pruebas y el acta de aceptación, que se comunican por el medio oficial. En caso contrario, se acuerda un plazo que no podrá exceder los 20 días hábiles, para que el agente cumpla con los requisitos establecidos y se vuelvan a

programar y ejecutar las pruebas de aceptación. Si el resultado no fuese exitoso, los costos asociados con la repetición de las pruebas los asume el agente

#### **1.10. Verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos, reporte y atención de averías**

Una vez que el enlace de telecontrol haya sido aceptado y se encuentre en operación, el OS/OM puede verificar el cumplimiento de los requisitos solicitados en este procedimiento, mediante la inspección, la ejecución de pruebas específicas u otros métodos. Por otra parte, cuando falle un enlace de telecontrol, el OS/OM reporta la avería al agente. En ambos casos se utiliza el medio oficial de comunicación. Si hay incumplimiento de requisitos o una avería, el agente tiene la responsabilidad de resolver el problema en un plazo máximo de ocho días naturales, siendo los casos de excepción únicamente los que establezca el OS/OM, considerando para ello las características propias del problema identificado.

#### **1.11. Obligatoriedad de cumplimiento**

Es obligación de los agentes cumplir con los requisitos establecidos en los apartados 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 de este procedimiento, así como los requisitos relativos a los enlaces de telecontrol que se encuentran en la documentación publicada en la página WEB del OS/OM.

### **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.

### **TRANSITORIO**

#### **Operador de Sistema/ Operador de Mercado**

1. Definir el costo de las pruebas para aceptación de los enlaces de telecontrol en el plazo de 6 meses contados a partir de la aprobación de este procedimiento

#### **Agentes del MEN existentes que no tengan enlaces de telecontrol**

En el plazo de 30 días naturales:

1. El OS/OM deberá identificar los agentes del MEN existentes que no tengan enlaces de telecontrol y determinará y justificará para cuáles existe

la necesidad de contar con los mismos conforme con lo establecido en la regulación nacional y regional vigente.

2. El OS/OM comunicará la necesidad de habilitar el enlace de telecontrol a los agentes del MEN y coordinará con el mismo la implementación del enlace.
3. El OS/OM podrá realizar la adquisición, instalación y pruebas de todo el equipamiento necesario para la habilitación del enlace de telecontrol correspondiente.
4. Los agentes del MEN estarán obligados a asignar el espacio físico y autorización de ingreso a sus instalaciones y contribuir con la logística y alimentación eléctrica para la habilitación del enlace de telecontrol.

**Agentes con contratos vigentes al momento de aprobación de este procedimiento**

1. Al momento de renovar o realizar una modificación al contrato vigente, se deberá contemplar el cumplimiento de lo aquí estipulado

**Procedimiento 7. Procedimiento Reporte de eventos del SEN**

**IMPLEMENTACIÓN DE ENLACES DE TELECONTROL**

**Contenido**

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>CAMPO DE APLICACIÓN</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.2.</b>	<b><u>PROPÓSITO</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	<b>71</b>
<b>1.4.</b>	<b><u>ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS</u></b> .....	<b>74</b>
<b>2.</b>	<b><u>IMPLEMENTACIÓN DE ENLACES DE TELECONTROL CON EL SCADA/EMS DEL OS/OM</u></b> .....	<b>75</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>ENLACES DE TELECONTROL</u></b> .....	<b>75</b>
<b>2.2.</b>	<b><u>EQUIPOS PARA TELECONTROL</u></b> .....	<b>75</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>CANALES DE COMUNICACIÓN</u></b> .....	<b>76</b>
<b>2.3.</b>	<b><u>REQUISITOS DE LOS DATOS EN TIEMPO REAL Y COMANDOS DE CONTROL</u></b> .....	<b>76</b>
<b>2.4.</b>	<b><u>ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DE LOS EQUIPOS</u></b> .....	<b>77</b>
<b>2.5.</b>	<b><u>ACTIVIDADES PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS ENLACES DE TELECONTROL</u></b> .....	<b>77</b>
<b>2.6.</b>	<b><u>VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS, REPORTE Y ATENCIÓN DE AVERÍAS</u></b> .....	<b>79</b>
<b>2.7.</b>	<b><u>OBLIGATORIEDAD DE CUMPLIMIENTO</u></b> .....	<b>79</b>
<b>3.</b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS</u></b> .....	<b>79</b>
	<b><u>TRANSITORIO</u></b> .....	<b>79</b>

## **1. GENERALIDADES**

### **1.12. Campo de aplicación**

Este procedimiento establece los requisitos, actividades y responsabilidades de los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) para implementar y mantener los enlaces de telecontrol, los cuales son necesarios para que el SCADA/EMS del OS/OM reciba los datos en tiempo real de la operación del SEN y para ejecutar los comandos de control remoto.

Su aplicación es obligatoria para todos los agentes del MEN en adelante agente o agentes y recursos de energía distribuida en caso de que aplique, según lo establecido por la regulación nacional y regional vigente.

Este procedimiento aplica para toda solicitud, estudio, aprobación, diseño, construcción, puesta en servicio de las conexiones al SEN de cualquier interesado, agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) , incluyendo a aquellas plantas de generación existentes.

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

### **1.13. Propósito**

El propósito es establecer los requisitos técnicos que se deben cumplir para configurar, habilitar, realizar la puesta en servicio y mantener los enlaces de telecontrol, los cuales son indispensables para efectuar la operación centralizada en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional.

### **1.14. 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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

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

**Enlace de telecontrol:** el conjunto formado por el equipo para telecontrol y el canal de comunicación que permite realizar la función de telecontrol en tiempo real.

**Equipo para telecontrol:** equipo que realiza la función de adquisición de datos de una planta generadora, de una subestación eléctrica y de otros sistemas especiales de registro de variables, que también realizan la función de procesar comandos de control y que tiene capacidad para transmitir esos datos hacia un sistema SCADA localizado remotamente y recibir de este comando de control, utilizando para ello un protocolo de comunicación y un canal de comunicación. También incluye a los equipos que realizan las funciones de cliente-servidor cuando se utiliza el protocolo ICCP.

**Fuente eléctrica segura:** sistema de alimentación eléctrica que permite el funcionamiento de los equipos que la utilizan durante interrupciones transitorias o por al menos un periodo de 2 horas, esto cuando ocurra una falla externa con el potencial de afectar el suministro eléctrico para los mismos.

**Medio oficial de comunicación:** es el canal de comunicación oficial que el OS/OM defina para la gestión de los temas asociados a los enlaces de telecontrol con los agentes.

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**Punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM:** punto dentro de la topología del sistema de comunicaciones del OS/OM, donde el agente debe entregar el canal de datos.

**Recurso de energía distribuida:** fuente o sumidero de energía que se encuentra en el sistema de distribución, cualquier subsistema de este o detrás del medidor de un cliente. Estos recursos pueden incluir, entre otros, recursos de almacenamiento de energía eléctrica, generación distribuida, almacenamiento térmico, vehículos eléctricos y sus equipos de suministros.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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 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

**Sistema especial de registro de variables:** sistema para la adquisición de datos en tiempo real de las variables medidas por los recursos de energía distribuida, las estaciones meteorológicas, estaciones hidrológicas y otras similares.

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

## 1.15. Acrónimos y abreviaturas

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

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

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad.

**ICCP:** protocolo de comunicación entre centros de control (del inglés Inter Control Center Protocol).

**EMS:** sistema de administración de la energía eléctrica (del inglés Energy Management System).

**OS/OM:** Operador de Sistema /Operador de Mercado

**SCADA:** sistema de adquisición de datos y de control supervisorio (del inglés Supervisory Control and Data Acquisition).

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

## **2. IMPLEMENTACIÓN DE ENLACES DE TELECONTROL CON EL SCADA/EMS DEL OS/OM**

### **2.1. Enlaces de telecontrol.**

Los enlaces de telecontrol son el medio utilizado para que el SCADA/EMS del OS/OM reciba los datos en tiempo real de las plantas de generación, de las subestaciones eléctricas y de otros sistemas especiales de registro de variables. El enlace de telecontrol se compone de un equipo de telecontrol y de un canal de comunicación.

Es obligación de los agentes la instalación, puesta en servicio y mantenimiento de sus enlaces de telecontrol, cumpliendo con todos los requisitos funcionales y de compatibilidad especificados por el OS/OM. Los casos de excepción serán los que se determinen con fundamento en regulación nacional vigente y aquellos específicos que establezca el OS/OM.

Es obligación del OS/OM definir los requisitos técnicos que deben cumplir los enlaces de telecontrol y los métodos de aceptación de estos, así como mantenerlos actualizados, efectuando para ello una revisión anual. Esta información está disponible en la página WEB del OS/OM. La primera vez que se definan, así como sus actualizaciones deberán someterse a consulta pública, de acuerdo con el plazo de la Ley General de la Administración Pública, entre los interesados según el procedimiento de consulta del OS/OM.

### **2.2. Equipos para telecontrol.**

El equipo para telecontrol es el que transmite los datos en tiempo real utilizando alguno de los protocolos de comunicación para telecontrol que acepta el SCADA/EMS del OS/OM. Entre los protocolos utilizados se encuentran los siguientes:

- IEC 60870-5-101.
- IEC 60870-5-104.
- DNP3.0 (conexión serial).
- DNP3.0 sobre TCP/IP.
- IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP).

Para cada enlace de telecontrol en particular, el OS/OM define el protocolo de comunicación y sus parámetros de interoperabilidad, que son de cumplimiento obligatorio para garantizar la compatibilidad entre el equipo para telecontrol del agente del MEN y el SCADA/EMS del OS/OM. Para ello aplica lo indicado en los numerales 2.6 i y 2.6 ii entendiendo que los requisitos del enlace de telecontrol que defina el CENCE para la aprobación nacional del diseño de la obra de acuerdo con el “Procedimiento para establecer las conexiones al Sistema Eléctrico Nacional”, serán los definitivos para los efectos del diseño y ejecución del proyecto, a menos que haya un acuerdo entre ambas partes para su modificación.

### **2.3. Canales de comunicación.**

El canal de comunicación es el medio para llevar los datos hasta el “punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM”. El agente es el responsable de implementar y mantener la infraestructura necesaria para habilitar el canal de comunicación. No se aceptarán implementaciones que utilicen a la Internet como medio para la transmisión de los datos.

Para cada enlace de telecontrol en particular, el OS/OM define la ubicación del punto de enlace y la interfaz de comunicación que debe utilizar el agente. Para ello se sigue el procedimiento indicado en los numerales 2.6 i y 2.6 ii.

### **2.4. Requisitos de los datos en tiempo real y comandos de control.**

Los datos que deben transmitir los enlaces de telecontrol y los comandos de control remoto que se deben implementar, los define el OS/OM para cada enlace en específico. Cada enlace de telecontrol debe cumplir con las especificaciones y parámetros que defina el OS/OM. Esta información forma parte de la que está disponible en la página WEB del OS/OM, de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.1, incluyendo como mínimo: los requisitos para los protocolos de comunicación, las señales a transmitir y sus formatos, los comandos de control remoto y sus formatos, los métodos de prueba y los criterios de aceptación para los enlaces de telecontrol.

### **2.5. Alimentación eléctrica de los equipos.**

Los equipos de comunicación y telecontrol del agente deben alimentarse desde una fuente eléctrica segura, de manera que no se indisponga el enlace de telecontrol durante fallas intermitentes del servicio propio de la planta de generación, de la subestación o de otros sistemas especiales de registro de variables. El tiempo mínimo de respaldo es de dos horas.

### **2.6. Actividades para la implementación y puesta en servicio de los enlaces de telecontrol.**

El procedimiento que se debe seguir para configurar, habilitar y poner en servicio un enlace de telecontrol consta de nueve actividades, que son:

- ix. El agente, utilizando el medio oficial de comunicación establecido para cada caso particular, solicita al OS/OM la definición del punto de enlace con la red de

comunicaciones del OS/OM, la interfaz de comunicación y el protocolo de comunicación para el enlace de telecontrol, además de cualquier otra información que considere relevante. También, el agente notifica la fecha estimada del inicio de las pruebas de aceptación del enlace de telecontrol. Esta comunicación debe enviarla al menos 120 días naturales antes del inicio estimado de las pruebas de aceptación.

- x. El OS/OM, utilizando el medio oficial de comunicación, envía la respuesta al agente, como máximo 15 días naturales después de recibir la solicitud indicada en el punto i), adjuntando además toda la documentación técnica aplicable para la implementación del enlace de telecontrol, definida por OS/OM y publicada en su página WEB.
- xi. El agente, envía al OS/OM la lista total de los datos (señales) disponibles de sus instalaciones, los planos de protección y control y un diagrama unifilar de la planta generadora, de la subestación, o de ambos cuando aplique. Esto lo remite al menos 90 días naturales antes del inicio estimado de las pruebas de aceptación, utilizando el medio oficial de comunicación.
- xii. El OS/OM selecciona las señales que son de su interés y asigna los direccionamientos de las mismas o los parámetros que sean necesarios para la transmisión e interpretación de los datos, considerando el protocolo de comunicación específico del enlace de telecontrol. Si el OS/OM determina que hay un faltante de señales con respecto a los requisitos mínimos publicados en su página WEB, lo comunica al agente para que subsane el faltante. Una vez que se obtiene la lista definitiva de señales, el OS/OM prepara el protocolo de pruebas aplicable con base en los métodos de prueba vigentes para la aceptación del enlace de telecontrol. Utilizando el medio oficial de comunicación, el OS/OM remite esta información al agente para que configure sus equipos de telecontrol, como máximo 25 días naturales después de recibir la información indicada en el punto iii).
- xiii. El agente configura y pone en servicio su equipo para telecontrol y su equipo de comunicación y habilita el canal de comunicación entre la planta generadora, sistema de almacenamiento, subestación, centro de control o sistema especial de registro de variables y el punto de enlace con la red de comunicaciones del OS/OM, al menos 25 días naturales antes del inicio estimado de las pruebas de aceptación, cumpliendo con el suministro de información definido en el método de pruebas. El agente realiza la comunicación oficial al OS/OM del cumplimiento de esta actividad.
- xiv. El OS/OM verifica en el punto de enlace con su red de comunicaciones la conectividad con los equipos terminales de comunicación del agente. Esto lo realiza como máximo 10 días naturales después de que el agente cumpla con lo establecido en el punto v). El resultado de la verificación se comunica oficialmente al agente, indicando los incumplimientos o faltantes, cuando aplique. El agente debe atender las solicitudes o correcciones comunicadas por el OS/OM en un plazo máximo de 5 días naturales, el cual puede ampliarse si el agente lo solicita y presenta la justificación correspondiente.
- xv. Una vez que el OS/OM comprueba la conectividad entre los equipos terminales de comunicación, se inician las pruebas básicas al enlace de telecontrol, las

cuales deben estar contempladas en el método de pruebas comunicado previamente en la actividad iv. Estas pruebas se ejecutan y sus resultados deben ser aprobados por el OS/OM, como requisito previo para la realización de las pruebas de aceptación definitivas del enlace de telecontrol. El agente es el responsable de aportar todos los recursos que sean necesarios para realizar las pruebas básicas.

- xvi. De manera conjunta, el agente y el OS/OM ejecutan las pruebas de aceptación del enlace de telecontrol, utilizando el método de pruebas suministrado por el OS/OM. Como comprobación inicial se repiten las pruebas básicas indicadas en la actividad vii. El agente es el responsable de aportar todos los recursos que sean necesarios para realizar las pruebas y es el responsable de la ejecución de las mismas y de demostrar que el enlace de telecontrol funciona satisfactoriamente, siguiendo las instrucciones contenidas en los procedimientos y métodos de pruebas del OS/OM.

Si las pruebas de telecontrol se completan con éxito, el OS/OM emite el protocolo de pruebas y el acta de aceptación, que se comunican por el medio oficial. En caso contrario, se acuerda un plazo que no podrá exceder los 20 días hábiles, para que el agente cumpla con los requisitos establecidos y se vuelvan a programar y ejecutar las pruebas de aceptación. Si el resultado no fuese exitoso, los costos asociados con la repetición de las pruebas los asume el agente

### **2.7. Verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos, reporte y atención de averías**

Una vez que el enlace de telecontrol haya sido aceptado y se encuentre en operación, el OS/OM puede verificar el cumplimiento de los requisitos solicitados en este procedimiento, mediante la inspección, la ejecución de pruebas específicas u otros métodos. Por otra parte, cuando falle un enlace de telecontrol, el OS/OM reporta la avería al agente. En ambos casos se utiliza el medio oficial de comunicación. Si hay incumplimiento de requisitos o una avería, el agente tiene la responsabilidad de resolver el problema en un plazo máximo de ocho días naturales, siendo los casos de excepción únicamente los que establezca el OS/OM, considerando para ello las características propias del problema identificado.

### **2.8. Obligatoriedad de cumplimiento**

Es obligación de los agentes cumplir con los requisitos establecidos en los apartados 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 de este procedimiento, así como los requisitos relativos a los enlaces de telecontrol que se encuentran en la documentación publicada en la página WEB del OS/OM.

## **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.

## **TRANSITORIO**

### **Operador de Sistema/ Operador de Mercado**

1. Definir el costo de las pruebas para aceptación de los enlaces de telecontrol en el plazo de 6 meses contados a partir de la aprobación de este procedimiento

### **Agentes del MEN existentes que no tengan enlaces de telecontrol**

En el plazo de 30 días naturales:

1. El OS/OM deberá identificar los agentes del MEN existentes que no tengan enlaces de telecontrol y determinará y justificará para cuáles existe la necesidad de contar con los mismos conforme con lo establecido en la regulación nacional y regional vigente.
2. El OS/OM comunicará la necesidad de habilitar el enlace de telecontrol a los agentes del MEN y coordinará con el mismo la implementación del enlace.
3. El OS/OM podrá realizar la adquisición, instalación y pruebas de todo el equipamiento necesario para la habilitación del enlace de telecontrol correspondiente.
4. Los agentes del MEN estarán obligados a asignar el espacio físico y autorización de ingreso a sus instalaciones y contribuir con la logística y alimentación eléctrica para la habilitación del enlace de telecontrol.

### **Agentes con contratos vigentes al momento de aprobación de este procedimiento**

1. Al momento de renovar o realizar una modificación al contrato vigente, se deberá contemplar el cumplimiento de lo aquí estipulado

## Procedimiento 8. Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento

# INTEGRACIÓN AL SEN DE RENOVABLES VARIABLES Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

### Contenido

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>93</b>
1.1.	<u>CAMPO DE APLICACIÓN</u> .....	93
1.2.	<u>PROPÓSITO</u> .....	93
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	<b>93</b>
1.4.	<u>ACRÓNIMOS</u> .....	97
<b>2.</b>	<b><u>CRITERIOS APLICABLES</u></b> .....	<b>97</b>
2.1.	<u>TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES</u> .....	97
2.2.	<u>CRITERIOS PARA LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES AL SEN</u> .....	97
2.3.	<u>MÁXIMA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLES</u> .....	98
2.4.	<u>CRITERIOS PARA ESTABLECER LA MÁXIMA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES</u> .....	99
2.5.	<u>CRITERIOS PARA ESTABLECER LA MÁXIMA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS A FILO DE AGUA Y CON EMBALSE DE BAJA CAPACIDAD.</u> .....	99
2.6.	<u>CRITERIOS OPERATIVOS CUANDO HAY EXCESO DE RECURSOS DE GENERACIÓN EN EL SEN</u> 100	
<b>3.</b>	<b><u>REQUISITOS TÉCNICOS OBLIGATORIOS</u></b> .....	<b>100</b>
3.1.	<u>SUMINISTRO DE INFORMACIÓN TÉCNICA</u> .....	100
3.2.	<u>ÁMBITOS DE OPERACIÓN CONTINUA SIN DESCONEXIÓN.</u> .....	100
3.3.	<u>SISTEMAS DE PROTECCIÓN</u> .....	100
3.4.	<u>SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y TELECONTROL</u> .....	101
3.5.	<u>SERVICIOS AUXILIARES</u> .....	101
3.6.	<u>TOLERANCIA DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS Y DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ANTE VARIACIONES TEMPORALES DE LA TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN POR EVENTOS EN LA RED DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN.</u> .....	102
3.7.	<u>TOLERANCIA DE LAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS Y TERMOSOLARES A VARIACIONES TEMPORALES DE LA TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN POR EVENTOS EN LA RED DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN.</u> .....	105
3.8.	<u>LIMITACIÓN DE POTENCIA</u> .....	105
3.9.	<u>COORDINACIÓN Y AJUSTES DE OPCIONES DE CONTROL DE RAMPAS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.</u> .....	106
3.10.	<u>REQUISITOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN AL SEN</u> .....	106

<b><u>3.11.</u></b>	<b><u>COMPROBACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS</u></b> .....	<b>106</b>
<b><u>4.</u></b>	<b><u>INCUMPLIMIENTOS</u></b> .....	<b>107</b>

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. Campo de aplicación**

El presente procedimiento establece los criterios y metodologías aplicables para la integración al Sistema Eléctrico Nacional de las instalaciones de generación de electricidad que utilizan fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía, de manera que se cumpla con los criterios establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

Este procedimiento es aplicable a los agentes del MER y a todas las conexiones posteriores a la oficialización del presente documento (nuevas y renovaciones) de instalaciones de generación o sistema de almacenamiento de energía con capacidad instalada nominal mayor o igual a 1 MW, sin importar el nivel de tensión del punto de conexión. También aplica a instalaciones de generación o almacenamiento que se conecten a la red de transmisión o de distribución eléctrica y cuya capacidad instalada total sea mayor o igual a 1 MW.

Para instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento de energía menores a 1 MW el OS/OM podrá establecer consideraciones técnicas debidamente justificadas y ante el Ente Regulador y aprobadas por este, que se requieran en función de su tipo, capacidad instalada e impacto en el SEN, las cuales deberá mantener publicadas en su sitio web si las hubiese.

Se excluye del campo de aplicación, la generación distribuida medición neta sencilla y usuarios conectados en alta tensión con almacenamiento de energía

### **1.2. Propósito**

El propósito de este procedimiento es definir los criterios y requisitos técnicos aplicables para la integración de instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento de energía al SEN con fuentes renovables variables. Estos criterios y requisitos técnicos deben ser considerados desde la fase de planeamiento de los proyectos de generación así como para las solicitudes de renovación.

### **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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.

- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

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

**Corto plazo:** corresponde al periodo de 1 día hasta 1 año

**Demanda máxima:** punto de operación del sistema donde el consumo y la generación de electricidad alcanzan su valor máximo de potencia en un periodo de tiempo determinado.

**Demanda mínima:** punto de operación del sistema donde el consumo y la generación de electricidad alcanzan su valor mínimo de potencia en un periodo de tiempo determinado

**Fuentes de energía renovable:** fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural cuya tasa de recuperación es superior a la de consumo; y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural, entre otras.

**Fuentes de energía renovable variables:** fuentes de energía renovable que se caracterizan por su comportamiento poco constante, dependiente de las condiciones meteorológicas o hidrológicas y por lo tanto, difícil de pronosticar con precisión.

**Hidroeléctrica a filo de agua (o de pasada):** son las plantas de generación hidroeléctrica sin embalse.

**Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad:** son las plantas de generación con embalses de baja capacidad de almacenamiento, administrables en periodos horarios, diarios y como máximo semanales.

**Instalaciones de generación:** es la infraestructura civil, eléctrica y mecánica, de una o más unidades de producción de energía eléctrica que se conectan al SEN.

**Máxima Capacidad de Penetración:** para efectos de este procedimiento se entenderá como Máxima Capacidad de Penetración, la capacidad máxima de referencia que determine el OS/OM que permita cumplir con los CCSD, servicios auxiliares, establecidos en la regulación nacional y regional para la operación segura del SEN en corto y mediano plazo, contemplando el Plan de Expansión de la Generación y Plan de Expansión de la Transmisión.

**Mediano plazo:** corresponde al periodo de 1 a 5 años

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**Propietario de Red:** persona física o jurídica propietario de infraestructura de transmisión o distribución perteneciente al SEN.

**Punto de Conexión:** lugar topológico donde se enlaza la infraestructura eléctrica del agente del MEN con el Sistema Eléctrico Nacional.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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 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

#### **1.4. Acrónimos**

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

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

**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional.

**MER:** Mercado Eléctrico Regional de América Central.

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

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

## **2. CRITERIOS APLICABLES**

### **2.1. Tipos de instalaciones de generación con fuentes renovables variables**

Los tipos de instalaciones de generación que utilizan recursos renovables variables son las siguientes:

- a) Hidroeléctricas a filo de agua (de pasada).
- b) Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad.
- c) Eólica.
- d) Solar fotovoltaica.
- e) Termosolar.
- f) Cualquiera de las anteriores que cuenten con sistema de almacenamiento con capacidad horaria o semanal.

### **2.2. Criterios para la integración de generación con fuentes renovables variables al SEN**

Para integrar al SEN instalaciones de generación que utilizan fuentes renovables variables, generación con fuentes renovables variables que cuente con sistema

de almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía, el OS/OMOS/OM debe verificar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa definidos en “*Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN*”, así como los criterios de calidad, seguridad y desempeño de la regulación nacional y regional, y cumplir con el “*Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*” .

Adicionalmente, para integrar instalaciones de generación con fuentes renovables variables al SEN, que trabajen con y sin sistemas de almacenamiento, el OS/OMOS/OM debe comprobar en sus estudios propios de estabilidad del sistema y satisfacción de la demanda energética; mediante la incorporación de los estudios técnicos que respalden los planes nacionales de expansión de la generación, de expansión de la transmisión y los planes de las empresas distribuidoras de electricidad para la expansión de las redes de distribución, que no se afecte la capacidad de cumplir con la regulación secundaria para mantener continuamente el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica nacional y que se disponga de suficiencia de recursos para brindar el respaldo de generación.

### **2.3. Máxima capacidad de penetración con fuentes de energía renovable variables.**

El OS/OM calculará, como referencia, la máxima capacidad de penetración que se puede instalar en el SEN por fuente de generación renovable variables que permita el cumplimiento de los CCSD, contar con servicios auxiliares para la operación segura y confiable del SEN en el corto y mediano plazo. Para esto deberá realizar de estudios técnicos específicos para cada una de estas fuentes y someter a aprobación de la Aresep la metodología de cálculo para determinar la máxima capacidad de penetración.

La máxima capacidad de penetración que determine el OS/OM servirán como referencia de la capacidad máxima que se puede instalar en el SEN de estos tipos de fuentes de generación para cumplir con la calidad, continuidad, confiabilidad , oportunidad y seguridad del SEN, y deberán actualizarse como mínimo cada dos años, o con un periodo menor si la Aresep, MINAE o ICE así lo solicitan o el OS/OM lo considera necesario.

El OS/OM deberá llevar el registro de la capacidad de penetración disponible, para lo cual antes de la fase de factibilidad, todo nuevo proyecto de generación renovable variable debe reportar al OS/OM las características técnicas y fechas estimadas de inicio de operación con el fin de que el OS/OM verifique que no se supere la capacidad máxima de penetración renovable variable en el SEN calculada como referencia; y en caso de superarse, deberá reportar dicha

condición al interesado, Aresep y MINAE para que éstos tomen las acciones pertinentes.

El OS/OM no podrá negar la conexión al SEN a ningún interesado con base en la máxima capacidad de penetración calculada.

El OS/OM deberá mantener actualizada y publicada en su página web la máxima capacidad de penetración de energía renovable variable disponible, con base en la información de proyectos de generación que entren en operación en el SEN para referencia de los interesados.

#### **2.4. Criterios para establecer la máxima capacidad de penetración de plantas eólicas y solares**

Estos estudios deberán contemplar lo estipulado en los PEG y PET vigentes y deberán considerados como mínimo lo siguiente:

- a) El impacto de la generación eólica y solar en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de voltaje, , entre otros. Además, la evaluación de los aspectos económicos relacionados.
- b) La capacidad de transmisión del SEN para soportar la integración de más instalaciones de generación.
- c) Los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

#### **2.5. Criterios para establecer la máxima capacidad de penetración de plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de baja capacidad.**

Estos estudios deberán contemplar lo estipulado en los PEG y PET vigentes y deberán considerados como mínimo lo siguiente:

- a) La disponibilidad de respaldo energético en el parque de generación del SEN.
- b) El impacto de las plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de baja capacidad en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de voltaje y respaldo energético, entre otros. Además, la evaluación de los aspectos económicos relacionados.

- c) La capacidad de transmisión del SEN para soportar la instalación de más plantas de generación.
- d) Los análisis técnicos de los excedentes anuales de generación hidroeléctrica.

## **2.6. Criterios operativos cuando hay exceso de recursos de generación en el SEN**

En las situaciones en que haya exceso de recursos de generación en el SEN, de manera que no sea posible despachar la totalidad de la generación disponible que utiliza fuentes renovables variables y que impidan el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, el OS/OM podrá aplicar un despacho restringido, conforme a lo establecido en el procedimiento *“Planeamiento operativo y operación del SEN”*.

## **3. REQUISITOS TÉCNICOS OBLIGATORIOS**

### **3.1. Suministro de información técnica**

Los propietarios de las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía, tanto existentes como en proceso de renovación y proyectos futuros, deben entregar la información técnica definida por el OS/OM en su sitio WEB según el caso.

### **3.2. Ámbitos de operación continua sin desconexión.**

Las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y los sistemas de almacenamiento de energía deben operar sin desconectarse, como mínimo, en un ámbito de frecuencia de  $\pm 3$  Hz con respecto a la frecuencia nominal. En el caso de las instalaciones de generación eólicas y fotovoltaicas deben operar permanentemente en un ámbito de tensión de  $\pm 10\%$  con respecto a la tensión nominal. En el caso de las otras tecnologías de generación, el ámbito de tensión aceptado es de  $\pm 5\%$  con respecto a la tensión nominal.

### **3.3. Sistemas de protección**

Los propietarios de las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía, tanto existentes en proceso de renovación y proyectos futuros, deben cumplir con la implementación de los sistemas de protección definidos en los *Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento* y con los requisitos

específicos para las plantas eólicas, solares y sistemas de almacenamiento de energía que defina el OS/OM para cada caso particular en su página WEB.

Las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía deben contar con protecciones de sobre y baja frecuencia en el punto de conexión con el SEN, así como en los equipos individuales que inyectan potencia activa (generadores síncronos o asíncronos, convertidores, entre otros). Los ajustes de estas protecciones los definirá el OS/OM y la instalación aplicará dichos ajustes en sus sistemas de protección. Los ajustes de las protecciones de sobre y baja frecuencia se comprobarán durante la puesta en marcha de la instalación.

### **3.4. Sistemas de comunicación y telecontrol**

Los propietarios de instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía deben cumplir con la implementación de los sistemas de comunicación y telecontrol definidos en el procedimiento Implementación de enlaces de telecontrol. Así mismo deben implementar un canal de voz directo con el OS/OM.

Los casos de excepción los establece el OS/OM en función de la tecnología de la instalación, su capacidad instalada y las características del punto de conexión al SEN.

### **3.5. Servicios auxiliares**

Las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía que tengan interés en conectarse al SEN y las plantas existentes que modernicen sus instalaciones deben:

- Participar en el control de voltaje y de la frecuencia, de acuerdo con la regulación nacional y regional vigente.
- Contar con sistemas de control del nivel tensión y de la potencia activa inyectada en función de la frecuencia y deberán coordinar los ajustes de dichos controles con el OS/OM.
- Tener la capacidad de recibir consignas de control de voltaje en el punto de conexión o en las terminales de los equipos de generación, así como consignas de potencia máxima entregada de la instalación, utilizando para ello el enlace de telecontrol con el OS/OM.

Los requisitos para cada tipo de tecnología serán establecidos por el OS/OM y estarán publicados en su página WEB. En caso de incorporarse o diversificarse, deberá publicarse el estudio técnico cuyos resultados lo justifican. Estos

requisitos serán verificados durante las pruebas de puesta en marcha por el OS/OM.

Los casos de excepción los establece el OS/OM en función de la tecnología de la instalación, su capacidad instalada y las características del punto de conexión al SEN.

### **3.6. Tolerancia de las instalaciones de generación eólicas, fotovoltaicas y de sistemas de almacenamiento de energía ante variaciones temporales de la tensión en el punto de conexión por eventos en la red de transmisión o distribución.**

El diseño de las instalaciones de generación eólicas, fotovoltaicas y de sistemas de almacenamiento de energía deben contemplar las especificaciones necesarias que eviten la desconexión de la red eléctrica por causa de variaciones temporales asociadas a eventos en la red eléctrica de empresas transmisoras o distribuidoras.

Los componentes de control y potencia de dichas instalaciones deben ser capaces de soportar (sin desconectarse) variaciones temporales de la tensión en una o más fases, con los perfiles de voltaje y duración indicados en la Figura 1 y medidos en el punto de conexión de la instalación con el SEN, es decir, no se permite la desconexión de la instalación por huecos de voltaje medidos en el punto de conexión con niveles de tensión (en función del tiempo) iguales o dentro del área sombreada definida en la figura 1.

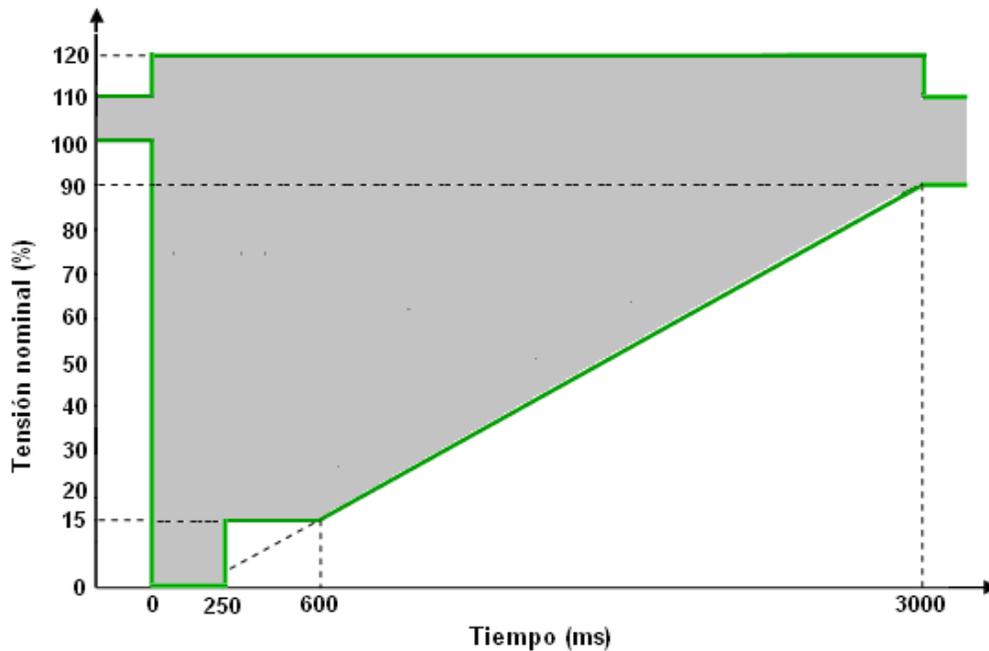


Figura 1. Curva de tolerancia ante sobre y bajas tensiones en el punto de conexión al SEN.

Es un requisito obligatorio que el propietario de la instalación entregue al OS/OM los estudios técnicos que demuestren el cumplimiento de tolerancia a sobre y bajas tensiones en el punto de conexión al SEN. La documentación de los estudios deberá incluir la curva de comportamiento ajustada en los aerogeneradores y convertidores ante las variaciones de tensión en sus terminales. Los estudios técnicos deben comprender lo siguiente:

- Simulaciones dinámicas para las condiciones de operación del SEN de demanda máxima y mínima, según corresponda de acuerdo al tipo de generación.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, simular cortocircuitos transitorios en la red de transmisión o de distribución que causen huecos de tensión en el punto de conexión con la característica de la figura 1. Obtener la característica de tensión en los terminales de los generadores. Demostrar que las protecciones y sistemas de control de los generadores no saldrían de servicio, según sus ajustes.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, demostrar que los sistemas de protección implementados entre la instalación y en el punto de conexión con el SEN no causan la desconexión de ésta.

Los estudios técnicos indicados, son responsabilidad del propietario y correrán a cargo de éste, quien deben entregarlos al OS/OM como parte del estudio de conexión al SEN incluyendo dentro de éstos, las conexiones a la Red de Transmisión Regional. Dichos estudios deben ser actualizados y entregados al OS/OM al momento de la entrega de la información del diseño de detalle y como requisito previo a la energización del punto de conexión al SEN. El OS/OM está en obligación de entregar toda la información necesaria al propietario para la correcta realización de los estudios.

Durante las variaciones temporales de la tensión, los aerogeneradores y convertidores deben ser capaces de soportar la tensión de la red mediante el consumo o inyección de potencia reactiva según la gráfica de la figura 2. El OS/OM determinará el valor de la pendiente “m” a ser utilizado por cada instalación, en función de las características de la red eléctrica donde se encuentre el punto de conexión.

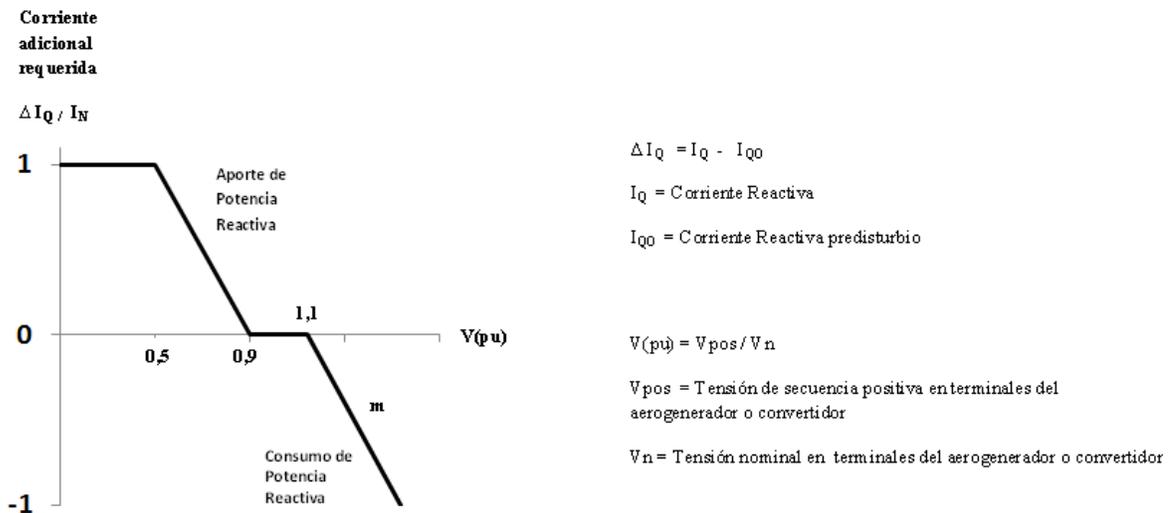


Figura 2. Inyección/extracción incremental de la corriente reactiva en función del voltaje en terminales.

Durante la fase de puesta en marcha se programarán pruebas funcionales específicas, en coordinación con OS/OM, para comprobar la tolerancia a las variaciones temporales de la tensión en el punto de conexión, cuyo costo y ejecución es responsabilidad del propietario de la instalación y por lo tanto deberá contar con el personal idóneo y aportar los equipos e instrumentos necesarios para realizar dichas pruebas.

El OS/OM será el responsable de informar a la ARESEP sobre el incumplimiento de requisitos técnicos y la recomendación para la desconexión de la instalación.

Ante el incumplimiento de este requisito técnico, la Aresep podrá ordenar la desconexión de la instalación del SEN.

### **3.7. Tolerancia de las plantas hidroeléctricas y termosolares a variaciones temporales de la tensión en el punto de conexión por eventos en la red de transmisión o distribución.**

Las plantas de generación hidroeléctricas y termosolares no deben perder estabilidad ante cortocircuitos trifásicos a tierra en el punto de conexión con duración de 150 milisegundos.

Es un requisito obligatorio que el propietario de la planta entregue al OS/OM los estudios técnicos que demuestren la capacidad de la planta para soportar los cortocircuitos sin perder el sincronismo. Como mínimo los estudios deben comprender lo siguiente:

- Simulaciones dinámicas para las condiciones de operación del SEN de demanda máxima y mínima. según corresponda de acuerdo al tipo de generación..
- Para las condiciones de operación antes indicadas, simular cortocircuitos trifásicos en el punto de conexión al SEN. Graficar la respuesta dinámica de los generadores y demostrar que los generadores no pierden el sincronismo y que alcanzan un punto de operación estable.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, demostrar que los sistemas de protección instalados entre la planta y en el punto de conexión con el SEN no causan la desconexión de la planta.

Los estudios técnicos indicados son responsabilidad del propietario y correrán a cargo de éste, quien deben entregarlo al OS/OM como parte del estudio de conexión al SEN. Dichos estudios deben ser actualizados y entregados al OS/OM al momento de la entrega de la información del diseño de detalle y como requisito previo a la energización del punto de conexión al SEN. El OS/OM está en obligación de entregar toda la información necesaria al propietario para la correcta realización de los estudios.

Durante las variaciones temporales de la tensión, con las características de la figura 1, los generadores deben mantenerse sincronizados al SEN y ser capaces de soportar la tensión de la red mediante el consumo o inyección de potencia reactiva, por medio del control de su voltaje terminal, conforme a los requisitos de servicios auxiliares del numeral 3.5.

### **3.8. Limitación de potencia**

Toda instalación de generación y sistemas de almacenamiento de energía debe ser capaz de limitar su potencia máxima entregada al SEN en el punto de

conexión cuando reciban consignas por parte del OS/OM por medio del enlace de telecontrol, por una instrucción directa del OS/OM o de la empresa distribuidora.

Durante la fase de puesta en marcha, en coordinación con el OS/OM se programarán pruebas funcionales específicas, cuyo costo y ejecución es responsabilidad del propietario de la instalación para comprobar la capacidad de cumplimiento de este requisito.

### **3.9. Coordinación y ajustes de opciones de control de rampas de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía.**

Las opciones de control de rampas de la potencia activa de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía durante la toma de carga por arranque y en operación normal ante variaciones del recurso fuente, deben coordinarse con el OS/OM.

Durante la fase de puesta en marcha se programarán pruebas funcionales específicas para comprobar el cumplimiento del requisito por parte la instalación. Si no fuese posible comprobar esta función durante la puesta en marcha, se hará en tiempo real, luego del inicio de la operación comercial utilizando las facilidades que brinda el SCADA/EMS del OS/OM.

### **3.10. Requisitos para la autorización de conexión al SEN**

Para autorizar su conexión al SEN, los propietarios de las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía deben cumplir con los requisitos y plazos establecidos en el "*Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*".

### **3.11. Comprobación del cumplimiento de los requisitos técnicos**

Los requisitos técnicos para la operación interconectada con el SEN deben considerarse desde la fase de planeamiento del proyecto y se comprobarán en la fase de pruebas de puesta en marcha del mismo.

El cumplimiento de estos requisitos técnicos será comprobado por el OS/OM y por el Propietario de Red (cuando aplique), de acuerdo con los plazos, formatos y detalles establecidos en el "*Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*". En todos los casos, sin excepción, se programan pruebas funcionales específicas, cuya ejecución es responsabilidad del propietario de la instalación y por lo tanto deben aportar los equipos e instrumentos necesarios para realizar dichas pruebas.

Una vez iniciada la operación comercial de la instalación y ante el incumplimiento de estos requisitos técnicos, en caso de no ser subsanados en el plazo que se

acuerde con el OS/OM, la Aresep podrá ordenar la desconexión de la instalación del SEN.

#### **4. Incumplimientos**

En caso de presentarse incumplimientos de los Agentes del MEN con lo establecido en este procedimiento, el OS/OM podrá desconectar el generador o sistema de almacenamiento previa comunicación y solicitud de orden de desconexión a la Aresep, para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

#### **TRANSITORIO**

A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS/OM un plazo máximo de 9 meses para desarrollar las aplicaciones, estudios y herramientas para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web los requerimientos, la información y formatos, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento.

**Procedimiento 9. Procedimiento para establecer las conexiones al SEN**

**INTEGRACIÓN AL SEN DE RENOVABLES VARIABLES Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO**

Contenido

<b>1.</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b> .....	<b>93</b>
<b>1.1.</b>	<b><u>CAMPO DE APLICACIÓN</u></b> .....	<b>93</b>
<b>1.2.</b>	<b><u>PROPÓSITO</u></b> .....	<b>93</b>
<b>1.3.</b>	<b><u>DEFINICIONES</u></b> .....	<b>93</b>
<b>1.4.</b>	<b><u>ACRÓNIMOS</u></b> .....	<b>97</b>
<b>2.</b>	<b><u>CRITERIOS APLICABLES</u></b> .....	<b>97</b>
<b>2.1.</b>	<b><u>TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES</u></b> .....	<b>97</b>
<b>2.2.</b>	<b><u>CRITERIOS PARA LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES AL SEN</u></b> .....	<b>97</b>
<b>2.3.</b>	<b><u>MÁXIMA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLES</u></b> .....	<b>98</b>
<b>2.4.</b>	<b><u>CRITERIOS PARA ESTABLECER LA MÁXIMA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES</u></b> .....	<b>99</b>
<b>2.5.</b>	<b><u>CRITERIOS PARA ESTABLECER LA MÁXIMA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS A FILO DE AGUA Y CON EMBALSE DE BAJA CAPACIDAD.</u></b> .....	<b>99</b>
<b>2.6.</b>	<b><u>CRITERIOS OPERATIVOS CUANDO HAY EXCESO DE RECURSOS DE GENERACIÓN EN EL SEN</u></b> 100	
<b>3.</b>	<b><u>REQUISITOS TÉCNICOS OBLIGATORIOS</u></b> .....	<b>100</b>
<b>3.1.</b>	<b><u>SUMINISTRO DE INFORMACIÓN TÉCNICA</u></b> .....	<b>100</b>
<b>3.2.</b>	<b><u>ÁMBITOS DE OPERACIÓN CONTINUA SIN DESCONEXIÓN.</u></b> .....	<b>100</b>
<b>3.3.</b>	<b><u>SISTEMAS DE PROTECCIÓN</u></b> .....	<b>100</b>
<b>3.4.</b>	<b><u>SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y TELECONTROL</u></b> .....	<b>101</b>
<b>3.5.</b>	<b><u>SERVICIOS AUXILIARES</u></b> .....	<b>101</b>
<b>3.6.</b>	<b><u>TOLERANCIA DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS Y DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ANTE VARIACIONES TEMPORALES DE LA TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN POR EVENTOS EN LA RED DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN.</u></b> .....	<b>102</b>
<b>3.7.</b>	<b><u>TOLERANCIA DE LAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS Y TERMOSOLARES A VARIACIONES TEMPORALES DE LA TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN POR EVENTOS EN LA RED DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN.</u></b> .....	<b>105</b>
<b>3.8.</b>	<b><u>LIMITACIÓN DE POTENCIA</u></b> .....	<b>105</b>
<b>3.9.</b>	<b><u>COORDINACIÓN Y AJUSTES DE OPCIONES DE CONTROL DE RAMPAS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.</u></b> .....	<b>106</b>
<b>3.10.</b>	<b><u>REQUISITOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN AL SEN</u></b> .....	<b>106</b>
<b>3.11.</b>	<b><u>COMPROBACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS</u></b> .....	<b>106</b>

**4.**      **INCUMPLIMIENTOS** ..... **107**

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. Campo de aplicación**

El presente procedimiento establece los criterios y metodologías aplicables para la integración al Sistema Eléctrico Nacional de las instalaciones de generación de electricidad que utilizan fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía, de manera que se cumpla con los criterios establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

Este procedimiento es aplicable a los agentes del MER y a todas las conexiones posteriores a la oficialización del presente documento (nuevas y renovaciones) de instalaciones de generación o sistema de almacenamiento de energía con capacidad instalada nominal mayor o igual a 1 MW, sin importar el nivel de tensión del punto de conexión. También aplica a instalaciones de generación o almacenamiento que se conecten a la red de transmisión o de distribución eléctrica y cuya capacidad instalada total sea mayor o igual a 1 MW.

Para instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento de energía menores a 1 MW el OS/OM podrá establecer consideraciones técnicas debidamente justificadas y ante el Ente Regulador y aprobadas por este, que se requieran en función de su tipo, capacidad instalada e impacto en el SEN, las cuales deberá mantener publicadas en su sitio web si las hubiese.

Se excluye del campo de aplicación, la generación distribuida medición neta sencilla y usuarios conectados en alta tensión con almacenamiento de energía

### **1.2. Propósito**

El propósito de este procedimiento es definir los criterios y requisitos técnicos aplicables para la integración de instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento de energía al SEN con fuentes renovables variables. Estos criterios y requisitos técnicos deben ser considerados desde la fase de planeamiento de los proyectos de generación así como para las solicitudes de renovación.

### **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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

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

**Corto plazo:** corresponde al periodo de 1 día hasta 1 año

**Demanda máxima:** punto de operación del sistema donde el consumo y la generación de electricidad alcanzan su valor máximo de potencia en un periodo de tiempo determinado.

**Demanda mínima:** punto de operación del sistema donde el consumo y la generación de electricidad alcanzan su valor mínimo de potencia en un periodo de tiempo determinado

**Fuentes de energía renovable:** fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural cuya tasa de recuperación es superior a la de consumo; y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural, entre otras.

**Fuentes de energía renovable variables:** fuentes de energía renovable que se caracterizan por su comportamiento poco constante, dependiente de las condiciones meteorológicas o hidrológicas y por lo tanto, difícil de pronosticar con precisión.

**Hidroeléctrica a filo de agua (o de pasada):** son las plantas de generación hidroeléctrica sin embalse.

**Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad:** son las plantas de generación con embalses de baja capacidad de almacenamiento, administrables en periodos horarios, diarios y como máximo semanales.

**Instalaciones de generación:** es la infraestructura civil, eléctrica y mecánica, de una o más unidades de producción de energía eléctrica que se conectan al SEN.

**Máxima Capacidad de Penetración:** para efectos de este procedimiento se entenderá como Máxima Capacidad de Penetración, la capacidad máxima de referencia que determine el OS/OM que permita cumplir con los CCSD, servicios auxiliares, establecidos en la regulación nacional y regional para la operación segura del SEN en corto y mediano plazo, contemplando el Plan de Expansión de la Generación y Plan de Expansión de la Transmisión.

**Mediano plazo:** corresponde al periodo de 1 a 5 años

**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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**Propietario de Red:** persona física o jurídica propietario de infraestructura de transmisión o distribución perteneciente al SEN.

**Punto de Conexión:** lugar topológico donde se enlaza la infraestructura eléctrica del agente del MEN con el Sistema Eléctrico Nacional.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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 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

#### **1.4. Acrónimos**

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

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

**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional.

**MER:** Mercado Eléctrico Regional de América Central.

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

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

## **2. CRITERIOS APLICABLES**

### **2.1. Tipos de instalaciones de generación con fuentes renovables variables**

Los tipos de instalaciones de generación que utilizan recursos renovables variables son las siguientes:

- g) Hidroeléctricas a filo de agua (de pasada).
- h) Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad.
- i) Eólica.
- j) Solar fotovoltaica.
- k) Termosolar.
- l) Cualquiera de las anteriores que cuenten con sistema de almacenamiento con capacidad horaria o semanal.

### **2.2. Criterios para la integración de generación con fuentes renovables variables al SEN**

Para integrar al SEN instalaciones de generación que utilizan fuentes renovables variables, generación con fuentes renovables variables que cuente con sistema de almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía, el OS/OMOS/OM debe verificar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa definidos en "*Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN*", así como los criterios de calidad, seguridad y desempeño de la regulación nacional y regional, y cumplir con el "*Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*".

Adicionalmente, para integrar instalaciones de generación con fuentes renovables variables al SEN, que trabajen con y sin sistemas de almacenamiento, el OS/OMOS/OM debe comprobar en sus estudios propios de estabilidad del sistema y satisfacción de la

demanda energética; mediante la incorporación de los estudios técnicos que respalden los planes nacionales de expansión de la generación, de expansión de la transmisión y los planes de las empresas distribuidoras de electricidad para la expansión de las redes de distribución, que no se afecte la capacidad de cumplir con la regulación secundaria para mantener continuamente el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica nacional y que se disponga de suficiencia de recursos para brindar el respaldo de generación.

### **2.3. Máxima capacidad de penetración con fuentes de energía renovable variables.**

El OS/OM calculará, como referencia, la máxima capacidad de penetración que se puede instalar en el SEN por fuente de generación renovable variables que permita el cumplimiento de los CCSD, contar con servicios auxiliares para la operación segura y confiable del SEN en el corto y mediano plazo. Para esto deberá realizar de estudios técnicos específicos para cada una de estas fuentes y someter a aprobación de la Aresep la metodología de cálculo para determinar la máxima capacidad de penetración.

La máxima capacidad de penetración que determine el OS/OM servirán como referencia de la capacidad máxima que se puede instalar en el SEN de estos tipos de fuentes de generación para cumplir con la calidad, continuidad, confiabilidad, oportunidad y seguridad del SEN, y deberán actualizarse como mínimo cada dos años, o con un periodo menor si la Aresep, MINAE o ICE así lo solicitan o el OS/OM lo considera necesario.

El OS/OM deberá llevar el registro de la capacidad de penetración disponible, para lo cual antes de la fase de factibilidad, todo nuevo proyecto de generación renovable variable debe reportar al OS/OM las características técnicas y fechas estimadas de inicio de operación con el fin de que el OS/OM verifique que no se supere la capacidad máxima de penetración renovable variable en el SEN calculada como referencia; y en caso de superarse, deberá reportar dicha condición al interesado, Aresep y MINAE para que éstos tomen las acciones pertinentes.

El OS/OM no podrá negar la conexión al SEN a ningún interesado con base en la máxima capacidad de penetración calculada.

El OS/OM deberá mantener actualizada y publicada en su página web la máxima capacidad de penetración de energía renovable variable disponible, con base en la información de proyectos de generación que entren en operación en el SEN para referencia de los interesados.

### **2.4. Criterios para establecer la máxima capacidad de penetración de plantas eólicas y solares**

Estos estudios deberán contemplar lo estipulado en los PEG y PET vigentes y deberán considerados como mínimo lo siguiente:

- d) El impacto de la generación eólica y solar en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de voltaje, , entre otros. Además, la evaluación de los aspectos económicos relacionados.
- e) La capacidad de transmisión del SEN para soportar la integración de más instalaciones de generación.
- f) Los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

### **2.5. Criterios para establecer la máxima capacidad de penetración de plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de baja capacidad.**

Estos estudios deberán contemplar lo estipulado en los PEG y PET vigentes y deberán considerados como mínimo lo siguiente:

- e) La disponibilidad de respaldo energético en el parque de generación del SEN.
- f) El impacto de las plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de baja capacidad en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de voltaje y respaldo energético, entre otros. Además, la evaluación de los aspectos económicos relacionados.
- g) La capacidad de transmisión del SEN para soportar la instalación de más plantas de generación.
- h) Los análisis técnicos de los excedentes anuales de generación hidroeléctrica.

### **2.6. Criterios operativos cuando hay exceso de recursos de generación en el SEN**

En las situaciones en que haya exceso de recursos de generación en el SEN, de manera que no sea posible despachar la totalidad de la generación disponible que utiliza fuentes renovables variables y que impidan el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, el OS/OM podrá aplicar un despacho restringido, conforme a lo establecido en el procedimiento “*Planeamiento operativo y operación del SEN*”.

### **3. REQUISITOS TÉCNICOS OBLIGATORIOS**

#### **3.1. Suministro de información técnica**

Los propietarios de las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía, tanto existentes como en proceso de renovación y proyectos futuros, deben entregar la información técnica definida por el OS/OM en su sitio WEB según el caso.

#### **3.2. Ámbitos de operación continua sin desconexión.**

Las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y los sistemas de almacenamiento de energía deben operar sin desconectarse, como mínimo, en un ámbito de frecuencia de  $\pm 3$  Hz con respecto a la frecuencia nominal. En el caso de las instalaciones de generación eólicas y fotovoltaicas deben operar permanentemente en un ámbito de tensión de  $\pm 10\%$  con respecto a la tensión nominal. En el caso de las otras tecnologías de generación, el ámbito de tensión aceptado es de  $\pm 5\%$  con respecto a la tensión nominal.

#### **3.3. Sistemas de protección**

Los propietarios de las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía, tanto existentes en proceso de renovación y proyectos futuros, deben cumplir con la implementación de los sistemas de protección definidos en los *Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento* y con los requisitos específicos para las plantas eólicas, solares y sistemas de almacenamiento de energía que defina el OS/OM para cada caso particular en su página WEB.

Las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía deben contar con protecciones de sobre y baja frecuencia en el punto de conexión con el SEN, así como en los equipos individuales que inyectan potencia activa (generadores síncronos o asíncronos, convertidores, entre otros). Los ajustes de estas protecciones los definirá el OS/OM y la instalación aplicará dichos ajustes en sus sistemas de protección. Los ajustes de las protecciones de sobre y baja frecuencia se comprobarán durante la puesta en marcha de la instalación.

#### **3.4. Sistemas de comunicación y telecontrol**

Los propietarios de instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía deben cumplir con la implementación de los sistemas de comunicación y telecontrol definidos en el procedimiento Implementación de enlaces de telecontrol. Así mismo deben implementar un canal de voz directo con el OS/OM.

Los casos de excepción los establece el OS/OM en función de la tecnología de la instalación, su capacidad instalada y las características del punto de conexión al SEN.

### **3.5. Servicios auxiliares**

Las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía que tengan interés en conectarse al SEN y las plantas existentes que modernicen sus instalaciones deben:

- Participar en el control de voltaje y de la frecuencia, de acuerdo con la regulación nacional y regional vigente.
- Contar con sistemas de control del nivel tensión y de la potencia activa inyectada en función de la frecuencia y deberán coordinar los ajustes de dichos controles con el OS/OM.
- Tener la capacidad de recibir consignas de control de voltaje en el punto de conexión o en las terminales de los equipos de generación, así como consignas de potencia máxima entregada de la instalación, utilizando para ello el enlace de telecontrol con el OS/OM.

Los requisitos para cada tipo de tecnología serán establecidos por el OS/OM y estarán publicados en su página WEB. En caso de incorporarse o diversificarse, deberá publicarse el estudio técnico cuyos resultados lo justifican. Estos requisitos serán verificados durante las pruebas de puesta en marcha por el OS/OM.

Los casos de excepción los establece el OS/OM en función de la tecnología de la instalación, su capacidad instalada y las características del punto de conexión al SEN.

### **3.6. Tolerancia de las instalaciones de generación eólicas, fotovoltaicas y de sistemas de almacenamiento de energía ante variaciones temporales de la tensión en el punto de conexión por eventos en la red de transmisión o distribución.**

El diseño de las instalaciones de generación eólicas, fotovoltaicas y de sistemas de almacenamiento de energía deben contemplar las especificaciones necesarias que eviten la desconexión de la red eléctrica por causa de variaciones temporales asociadas a eventos en la red eléctrica de empresas transmisoras o distribuidoras.

Los componentes de control y potencia de dichas instalaciones deben ser capaces de soportar (sin desconectarse) variaciones temporales de la tensión en una o más fases, con los perfiles de voltaje y duración indicados en la Figura 1 y medidos en el punto de conexión de la instalación con el SEN, es decir, no se permite la desconexión de la instalación por huecos de voltaje medidos en el punto de conexión con niveles de tensión (en función del tiempo) iguales o dentro del área sombreada definida en la figura 1.

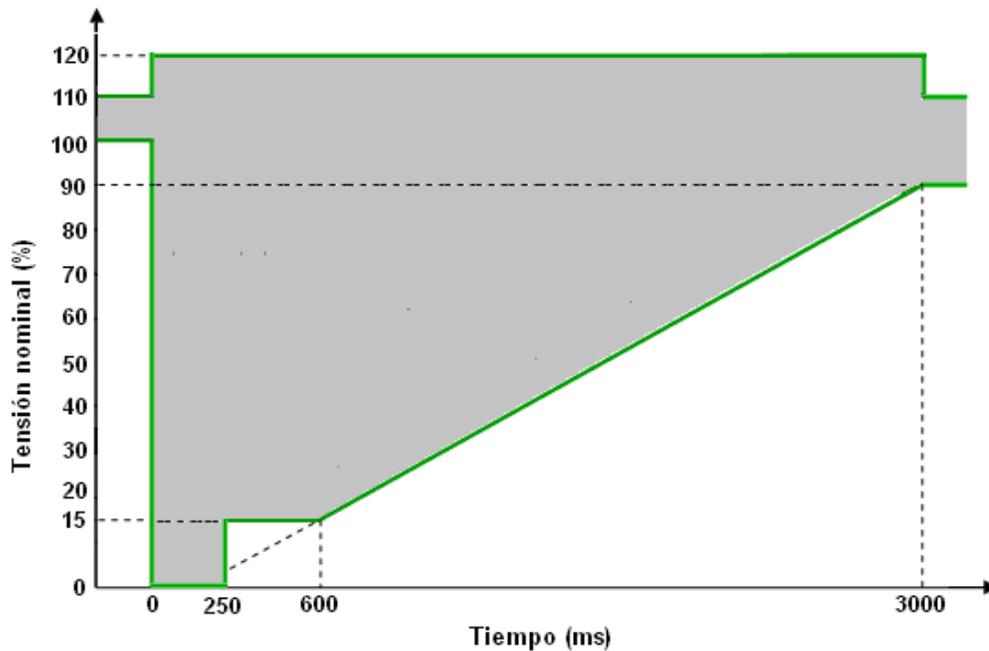


Figura 1. Curva de tolerancia ante sobre y bajas tensiones en el punto de conexión al SEN.

Es un requisito obligatorio que el propietario de la instalación entregue al OS/OM los estudios técnicos que demuestren el cumplimiento de tolerancia a sobre y bajas tensiones en el punto de conexión al SEN. La documentación de los estudios deberá incluir la curva de comportamiento ajustada en los aerogeneradores y convertidores ante las variaciones de tensión en sus terminales. Los estudios técnicos deben comprender lo siguiente:

- Simulaciones dinámicas para las condiciones de operación del SEN de demanda máxima y mínima, según corresponda de acuerdo al tipo de generación.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, simular cortocircuitos transitorios en la red de transmisión o de distribución que causen huecos de tensión en el punto de conexión con la característica de la figura 1. Obtener la característica de tensión en los terminales de los generadores. Demostrar que las protecciones y sistemas de control de los generadores no saldrían de servicio, según sus ajustes.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, demostrar que los sistemas de protección implementados entre la instalación y en el punto de conexión con el SEN no causan la desconexión de ésta.

Los estudios técnicos indicados, son responsabilidad del propietario y correrán a cargo de éste, quien deben entregarlos al OS/OM como parte del estudio de RE-0143-JD-2021

conexión al SEN incluyendo dentro de éstos, las conexiones a la Red de Transmisión Regional. Dichos estudios deben ser actualizados y entregados al OS/OM al momento de la entrega de la información del diseño de detalle y como requisito previo a la energización del punto de conexión al SEN. El OS/OM está en obligación de entregar toda la información necesaria al propietario para la correcta realización de los estudios.

Durante las variaciones temporales de la tensión, los aerogeneradores y convertidores deben ser capaces de soportar la tensión de la red mediante el consumo o inyección de potencia reactiva según la gráfica de la figura 2. El OS/OM determinará el valor de la pendiente “m” a ser utilizado por cada instalación, en función de las características de la red eléctrica donde se encuentre el punto de conexión.

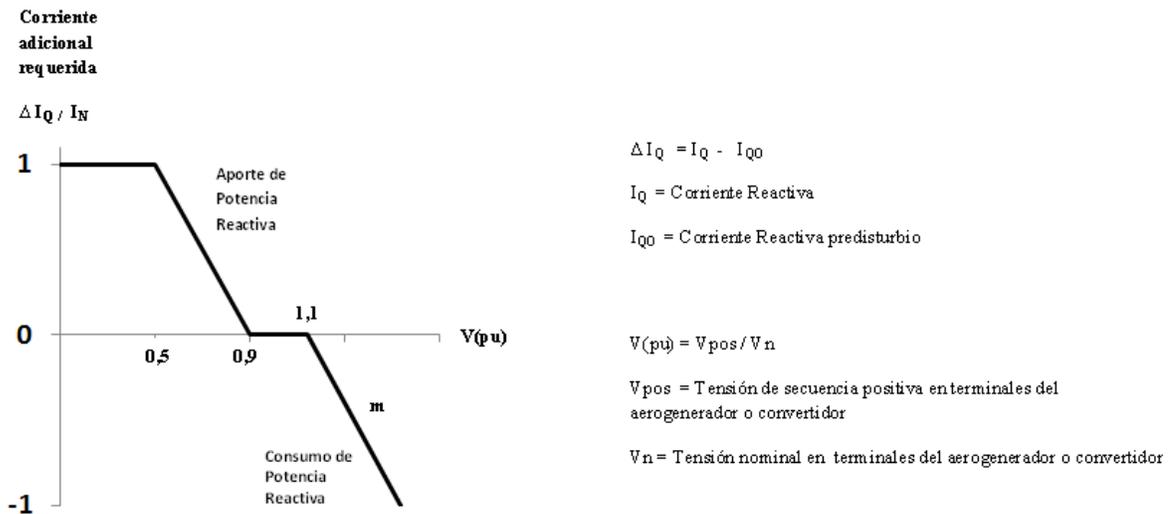


Figura 2. Inyección/extracción incremental de la corriente reactiva en función del voltaje en terminales.

Durante la fase de puesta en marcha se programarán pruebas funcionales específicas, en coordinación con OS/OM, para comprobar la tolerancia a las variaciones temporales de la tensión en el punto de conexión, cuyo costo y ejecución es responsabilidad del propietario de la instalación y por lo tanto deberá contar con el personal idóneo y aportar los equipos e instrumentos necesarios para realizar dichas pruebas.

El OS/OM será el responsable de informar a la ARESEP sobre el incumplimiento de requisitos técnicos y la recomendación para la desconexión de la instalación.

Ante el incumplimiento de este requisito técnico, la Aresep podrá ordenar la desconexión de la instalación del SEN.

### **3.7. Tolerancia de las plantas hidroeléctricas y termosolares a variaciones temporales de la tensión en el punto de conexión por eventos en la red de transmisión o distribución.**

Las plantas de generación hidroeléctricas y termosolares no deben perder estabilidad ante cortocircuitos trifásicos a tierra en el punto de conexión con duración de 150 milisegundos.

Es un requisito obligatorio que el propietario de la planta entregue al OS/OM los estudios técnicos que demuestren la capacidad de la planta para soportar los cortocircuitos sin perder el sincronismo. Como mínimo los estudios deben comprender lo siguiente:

- Simulaciones dinámicas para las condiciones de operación del SEN de demanda máxima y mínima. según corresponda de acuerdo al tipo de generación..
- Para las condiciones de operación antes indicadas, simular cortocircuitos trifásicos en el punto de conexión al SEN. Graficar la respuesta dinámica de los generadores y demostrar que los generadores no pierden el sincronismo y que alcanzan un punto de operación estable.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, demostrar que los sistemas de protección instalados entre la planta y en el punto de conexión con el SEN no causan la desconexión de la planta.

Los estudios técnicos indicados son responsabilidad del propietario y correrán a cargo de éste, quien deben entregarlo al OS/OM como parte del estudio de conexión al SEN. Dichos estudios deben ser actualizados y entregados al OS/OM al momento de la entrega de la información del diseño de detalle y como requisito previo a la energización del punto de conexión al SEN. El OS/OM está en obligación de entregar toda la información necesaria al propietario para la correcta realización de los estudios.

Durante las variaciones temporales de la tensión, con las características de la figura 1, los generadores deben mantenerse sincronizados al SEN y ser capaces de soportar la tensión de la red mediante el consumo o inyección de potencia reactiva, por medio del control de su voltaje terminal, conforme a los requisitos de servicios auxiliares del numeral 3.5.

### **3.8. Limitación de potencia**

Toda instalación de generación y sistemas de almacenamiento de energía debe ser capaz de limitar su potencia máxima entregada al SEN en el punto de conexión cuando reciban consignas por parte del OS/OM por medio del enlace

de telecontrol, por una instrucción directa del OS/OM o de la empresa distribuidora.

Durante la fase de puesta en marcha, en coordinación con el OS/OM se programarán pruebas funcionales específicas, cuyo costo y ejecución es responsabilidad del propietario de la instalación para comprobar la capacidad de cumplimiento de este requisito.

### **3.9. Coordinación y ajustes de opciones de control de rampas de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía.**

Las opciones de control de rampas de la potencia activa de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía durante la toma de carga por arranque y en operación normal ante variaciones del recurso fuente, deben coordinarse con el OS/OM.

Durante la fase de puesta en marcha se programarán pruebas funcionales específicas para comprobar el cumplimiento del requisito por parte la instalación. Si no fuese posible comprobar esta función durante la puesta en marcha, se hará en tiempo real, luego del inicio de la operación comercial utilizando las facilidades que brinda el SCADA/EMS del OS/OM.

### **3.10. Requisitos para la autorización de conexión al SEN**

Para autorizar su conexión al SEN, los propietarios de las instalaciones de generación con fuentes renovables variables y sistemas de almacenamiento de energía deben cumplir con los requisitos y plazos establecidos en el "*Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*".

### **3.11. Comprobación del cumplimiento de los requisitos técnicos**

Los requisitos técnicos para la operación interconectada con el SEN deben considerarse desde la fase de planeamiento del proyecto y se comprobarán en la fase de pruebas de puesta en marcha del mismo.

El cumplimiento de estos requisitos técnicos será comprobado por el OS/OM y por el Propietario de Red (cuando aplique), de acuerdo con los plazos, formatos y detalles establecidos en el "*Procedimiento para establecer las conexiones al SEN*". En todos los casos, sin excepción, se programan pruebas funcionales específicas, cuya ejecución es responsabilidad del propietario de la instalación y por lo tanto deben aportar los equipos e instrumentos necesarios para realizar dichas pruebas.

Una vez iniciada la operación comercial de la instalación y ante el incumplimiento de estos requisitos técnicos, en caso de no ser subsanados en el plazo que se acuerde con el OS/OM, la Aresep podrá ordenar la desconexión de la instalación del SEN.

#### **4. Incumplimientos**

En caso de presentarse incumplimientos de los Agentes del MEN con lo establecido en este procedimiento, el OS/OM podrá desconectar el generador o sistema de almacenamiento previa comunicación y solicitud de orden de desconexión a la Aresep, para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

#### **TRANSITORIO**

A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS/OM un plazo máximo de 9 meses para desarrollar las aplicaciones, estudios y herramientas para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web los requerimientos, la información y formatos, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento.

## Procedimiento 10. Procedimiento Planeamiento operativo y operación del SEN

# PLANEAMIENTO OPERATIVO Y OPERACIÓN DEL SEN

### Contenido

1.	<u>1</u> .....	<u>GENERALIDADES</u>	
	125		
	<u>1.1. Campo de aplicación</u> .....		125
	<u>1.2. Propósito</u> .....		125
	<u>1.3. Definiciones</u> .....		126
	<u>1.4. Acrónimos</u> .....		129
2.	<u>2</u> .....	<u>CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN DEL SEN Y CRITERIOS GENERALES DE DESPACHO</u> .....	129
	<u>2.1. Fuentes de energía para la generación de electricidad</u> .....		129
	<u>2.2. Tipos de plantas de generación</u> .....		130
	<u>2.3. Criterios generales de despacho de las plantas de generación y sistemas de almacenamiento</u> .....		131
3.	<u>3</u> .....	<u>PLANEAMIENTO OPERATIVO DEL SEN</u>	
	132		
	<u>3.1. Objetivos del planeamiento operativo</u> .....		132
	<u>3.2. Criterios y condiciones aplicables</u> .....		133
	<u>3.3. Insumos necesarios para realizar el planeamiento operativo</u> .....		134
	<u>3.4. Metodología</u> .....		134
	<u>3.5. Productos del planeamiento operativo de mediano plazo</u> .....		135
	<u>3.6. Productos del planeamiento operativo de corto plazo</u> .....		135
	<u>3.7. Publicación de los insumos y resultados del predespacho nacional optimizado</u> .....		136
4.	<u>4</u> .....	<u>OPERACIÓN DEL SEN EN TIEMPO REAL</u>	
	137		
	<u>4.1. Seguimiento del predespacho</u> .....		137
	<u>4.2. Cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño</u> .....		137
	<u>4.3. Criterios operativos cuando hay exceso de recursos de generación en el SEN</u> .....		137
	<u>4.4. Atención de desviaciones de generación</u> .....		138
	<u>4.5. Obligaciones de los agentes</u> .....		139

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. Campo de aplicación**

El presente procedimiento establece las prácticas y responsabilidades del Operador de Sistema/Operador de Mercado (OS/OM) para realizar el planeamiento operativo y la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEN. Además, establece las responsabilidades de los Agentes del MEN en adelante agente o agentes en lo referente al suministro de información técnica y en el seguimiento de las instrucciones operativas que emite el OS/OM.

El presente documento no es aplicable a la generación distribuida para autoconsumo modalidad medición neta sencilla

### **1.2. Propósito**

Definir el conjunto de actividades necesarias para elaborar las estrategias de operación de la red de transmisión y de optimización de los recursos energéticos del Sistema Eléctrico Nacional, tanto en el mediano como en el corto plazo, considerando también la participación en el Mercado Eléctrico Regional de América Central. Además, definir las autoridades y responsabilidades del OS/OM y de los agentes en la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

El planeamiento operativo del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) tendrá como objetivo suministrar a los agentes, actuales y futuros, y a la Aresep, los análisis que se lleven a cabo por parte del OS/OM relacionados con la evolución esperada del uso de los recursos energéticos asociados con el suministro de energía eléctrica, así como de la evolución de los indicadores de confiabilidad energética, dando señales de:

- a) Evolución esperada de uso de los recursos de generación y de combustibles;
- b) Retroalimentación para el planeamiento de la expansión de generación y transmisión, impacto de las congestiones de red y conveniencia de expansiones;
- c) Comportamiento esperado de los criterios de confiabilidad energética asociados a la posibilidad de abastecimiento futuro de la demanda;
- d) Coordinación de la planeación con los planes de expansión de generación y/o transmisión nacional, según sea el caso;
- e) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de volúmenes esperados de transacciones el MER; y
- f) Coordinación de mantenimientos del SEN.

### 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 N° 7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica o Paralela capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, 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 N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las

Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.

- 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 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:** 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 Transmisor, Transmisor o Empresa de Trasmisión:** Todo agente del MEN que participe en la etapa de transmisión de energía eléctrica.

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

**Corto plazo:** periodo comprendido entre cero (0) y un (1) año.

**Costo de oportunidad del agua del embalse de una planta hidroeléctrica:** costo en unidades monetarias por unidad de energía almacenada en un embalse, asociado con el beneficio económico de sustituir con esa energía la producción de electricidad con combustibles fósiles en el futuro.

**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 voltajes fuera de los ámbitos admisibles determinados por la regulación nacional o regional.

**Flexibilidad operativa:** capacidad de una planta de variar su generación rápidamente en función de las necesidades operativas del sistema eléctrico.

**Generación optimizable:** aquella que viene de plantas eléctricas o sistemas de almacenamiento cuya proyección de generación se realiza por medio de algoritmos de optimización energética, con el objetivo de minimizar el costo operativo del SEN. En tiempo real la generación optimizable corresponde a las plantas hidroeléctricas que cuentan con embalses con capacidad de almacenamiento, sistemas de almacenamiento y a las plantas que son

despachadas desde el OS/OM según las necesidades del SEN y con el objetivo de minimizar el costo operativo.

**Mediano plazo:** periodo comprendido entre uno (1) y cinco (5) años.

**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:** es la 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 N°9004 Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)

**Predespacho nacional (PRENAC):** es la proyección del despacho óptimo del SEN para el día siguiente de la generación, que no incluye las transacciones regionales y que es insumo para la elaboración del predespacho regional.

**Predespacho nacional optimizado:** es la proyección del despacho óptimo (técnica y económicamente) del SEN para el día siguiente de la generación y la asignación de servicios auxiliares, coordinando con el EOR los intercambios programados en el MER. El predespacho determina las consignas de generación y servicios auxiliares que correspondan para cada hora del día siguiente.

**Redespacho:** Modificación de la programación efectuada en el predespacho nacional optimizado, debido a cambios en las condiciones con las cuales se realizó el predespacho.

**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 Mercado Eléctrico Regional, 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).

**Reserva de seguridad energética del SEN:** capacidad de generación disponible para ser despachada, que se utiliza para atender los faltantes de generación con fuentes renovables durante la estación seca. Conformada por las plantas térmicas y por las plantas hidroeléctricas con embalses estacionales, que no estén despachadas.

**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 en alta tensión:** persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de alta tensión.

#### 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 del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional

**RMER:** Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

**RTN:** Red de Transmisión Nacional

**PRENAC:** Predespacho nacional

## 2. CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN DEL SEN Y CRITERIOS GENERALES DE DESPACHO

### 2.1. Fuentes de energía para la generación de electricidad

- a) Las fuentes de energía para producción de electricidad son las siguientes:
  - a) Geotermia: aprovechamiento del calor interior de la Tierra.
  - b) Eólica: aprovechamiento de la energía cinética del viento.
  - c) Solar: aprovechamiento de la radiación solar.

- d) Hidráulica: aprovechamiento de la fuerza del agua por diferencia de potencial gravitacional o inercia del movimiento de flujos de agua.
- e) Biomasa: aprovechamiento de los residuos de productos orgánicos no fosilizados como combustible por su potencial calórico.
- f) Combustibles fósiles: aprovechamiento de la energía obtenida a partir de la combustión de hidrocarburos.
- g) Cualquier otra fuente de energía que se integre al SEN.

Con excepción de los combustibles fósiles, todas las anteriores se clasifican como fuentes de energía renovables.

## **2.2. Tipos de plantas de generación**

- b) Las plantas de generación del SEN se caracterizan de la siguiente forma:
  - m) Hidroeléctricas: su producción varía estacionalmente, siendo mayor en la estación lluviosa y menor en la estación seca. Brindan una gran flexibilidad operativa, pudiendo variarse su generación rápidamente en función de las necesidades operativas del sistema eléctrico.
  - c)
    - i. Hidroeléctrica a filo de agua (o de pasada): son las plantas de generación que no tienen embalse.
    - ii. Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad de almacenamiento: son las plantas de generación con embalses administrables en periodos horarios, diarios y como máximo semanales.
    - iii. Hidroeléctrica con embalse estacional: incluye a las plantas de generación con embalses de mediana capacidad de almacenamiento, administrables en periodos bi-semanales, mensuales y como máximo semestrales.
    - iv. Hidroeléctrica con embalse plurianual: incluye a las plantas de generación con embalses de gran capacidad de almacenamiento, administrables en periodos anuales y plurianuales.
  - d)
  - n) Geotérmica: su producción de electricidad es generalmente constante. No brindan flexibilidad operativa, porque su potencia de salida no puede variarse rápidamente.
  - e)
  - o) Eólica: su producción de electricidad es variable por la naturaleza de su funcionamiento, dependiente de la velocidad del viento. Su flexibilidad operativa es posible únicamente mediante control de reactivo en caso de

nuevas tecnologías, así como pre-despacho con ayuda de pronósticos meteorológicos. En caso necesario es posible variar rápidamente su potencia de salida por medio del control de las palas o de su ángulo de “pitch” o ángulo de ataque, lo que implicaría reducir la eficiencia del proceso de conversión energética.

f)

- p) Solar: su producción de electricidad es variable por naturaleza, dependiente de la magnitud de la radiación solar. Su flexibilidad operativa es posible únicamente mediante control de reactivo en caso de nuevas tecnologías, así como pre-despacho con ayuda de pronósticos meteorológicos.. En caso necesario es posible variar rápidamente su potencia de salida, lo que implicaría reducir la eficiencia del proceso de conversión energética.

g)

- q) Térmicas que utilizan biomasa: su producción de electricidad es muy constante mientras haya disponibilidad del recurso fuente. Normalmente no brindan flexibilidad operativa, aunque en caso necesario puede variarse su potencia de salida rápidamente.

h)

- r) Térmicas que utilizan combustibles fósiles: su producción de electricidad se puede adaptar a las necesidades inmediatas del sistema eléctrico, respetando los límites técnicos de las unidades generadoras. Brindan flexibilidad operativa, porque su potencia de salida puede variarse rápidamente.

- s) Sistemas de almacenamiento: su producción de electricidad depende de la capacidad, tecnologías y carga disponible para su suministro de esta al SEN

i)

### **2.3. Criterios generales de despacho de las plantas de generación y sistemas de almacenamiento**

j) De acuerdo con las políticas energéticas nacionales y con los costos operativos variables de operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías de generación, los criterios generales que aplica el OS/OM para el despacho de todas las plantas de generación del SEN son los siguientes:

- a) Las plantas de generación que utilizan fuentes renovables tienen prioridad de despacho con respecto a las plantas que utilizan combustibles fósiles.
- b) Las plantas geotérmicas y las térmicas con biomasa se despachan en la base de la curva de demanda del SEN.
- c) Las plantas eólicas, hidroeléctricas a filo de agua o con embalse de baja capacidad de almacenamiento y solares se despachan en función de la disponibilidad de su recurso fuente. La variabilidad que producen este tipo

de plantas debe ser compensada por otras fuentes así como por el almacenamiento de energía y el uso de herramientas de pronóstico meteorológico.

- d) Las plantas hidroeléctricas con embalses estacionales y plurianuales se despachan en función de su costo de oportunidad, del volumen almacenado y de la disponibilidad de recurso.
- e) Las plantas hidroeléctricas con embalses estacionales que brindan la reserva de seguridad energética del SEN, se despachan en función de la disponibilidad de los recursos de generación del SEN para cumplir eficazmente con dicha función y los CCSD.
- f) Las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles se despachan en función de su costo operativo variable, generalmente cuando las fuentes renovables no pueden atender la totalidad de la demanda por baja disponibilidad de los recursos, o por la necesidad de cumplir con los CCSD.
- g) Las plantas hidroeléctricas que suministran su caudal turbinado para que sea aprovechado en otras actividades económicas, se despachan para brindar el suministro mínimo con base en los compromisos previamente adquiridos, siempre que no se vea afectado significativamente el costo operativo presente o futuro y la seguridad energética del SEN. Estas plantas son optimizables, sujeto al cumplimiento de la restricción operativa correspondiente.
- h) Los sistemas de almacenamiento se despachan según su disponibilidad de carga, cuando las fuentes renovables no pueden atender la totalidad de la demanda como opción prioritaria a las plantas térmicas.
- i) Las plantas bajo el régimen de la Ley 7200, se despachan de acuerdo con lo establecido en sus contratos de compra-venta de energía vigente.
- j) Las plantas de los agentes distribuidores, se despachan de acuerdo con lo establecido en su contrato de conexión vigente.
- k)

l)

### **3. PLANEAMIENTO OPERATIVO DEL SEN**

#### **3.1. Objetivos del planeamiento operativo**

Los objetivos mínimos del planeamiento operativo son los siguientes:

- a) Definir las estrategias operativas de corto y mediano plazo para satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al mínimo costo operativo, considerando los recursos de generación y transmisión disponibles en el SEN, así como las posibilidades de optimización que ofrece el Mercado Eléctrico Regional.
- b) Definir las estrategias operativas de corto y mediano plazo para que la operación del SEN se efectúe cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño de la regulación nacional y regional.

### **3.2. Criterios y condiciones aplicables**

Los criterios y condiciones aplicables para elaborar el planeamiento operativo del SEN son:

- a) Tipos de plantas de generación: los establecidos en el apartado 2.2 del presente documento.
- b) Criterios generales de despacho de las plantas de generación y sistemas de almacenamiento: los establecidos en el apartado 2.3 del presente documento.
- c) Criterios de seguridad operativa: los establecidos en el documento de *Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional* y en los criterios de calidad seguridad y desempeño del RMER.
- d) Condiciones operativas iniciales: los escenarios de demanda y despachos de generación seleccionados para efectuar los estudios de planeamiento eléctrico. Los niveles actuales de los embalses de las plantas hidroeléctricas para efectuar los estudios de planeamiento energético de mediano y corto plazo.
- e) Programa de racionamiento de demanda: en el caso que haya programado un racionamiento, este se debe considerar en la elaboración de los estudios de planeamiento energético de corto plazo.
- f) Predespachos de las plantas de generación: para elaborar el predespacho nacional optimizado (diario) se consideran los predespachos suministrados por todas las plantas de generación del SEN y los pronósticos de demanda suministrados por todas las empresas distribuidoras de electricidad y los usuarios en alta tensión. Ante la falta de dicha información, la falta de precisión de la misma o por necesidades específicas del despacho del SEN, el OS/OM define el criterio aplicable en cada caso para la optimización del SEN.

- g) Las plantas de generación y sistemas de almacenamiento deben cumplir el predespacho diario publicado por el OS/OM, según la disponibilidad del recurso fuente. Ante desviaciones de energía se aplicará lo establecido en la reglación nacional
- h) Los agentes generadores y distribuidores deben entregar el predespacho y las proyecciones de demanda semanales y diarias. Lo mismo aplica para los usuarios en alta tensión (proyecciones de demanda). Los predespachos y proyecciones se entregarán los días y horas que el OS/OM defina para cada caso en particular y que serán publicados en su página WEB.

### **3.3. Insumos necesarios para realizar el planeamiento operativo**

Para realizar los estudios técnicos de planeamiento operativo se necesitan insumos provenientes de diversas fuentes. Estos insumos son: el plan de expansión de la generación, el plan de expansión de la transmisión, los pronósticos de demanda de largo plazo, la distribución temporal y espacial de la demanda, capacidad de los sistemas de almacenamiento existentes y futuros, los caudales históricos de las plantas de generación hidroeléctrica, la proyección de los precios de los combustibles, la topología hidráulica de las plantas de generación existentes y futuras, la topología y los parámetros eléctricos del sistema de transmisión nacional, los programas de exportación e importación de energía eléctrica, los programas anuales de mantenimiento de las plantas de generación, los predespachos diarios y semanales de las plantas de generación y sistemas de almacenamiento, los pronósticos diarios y semanales de la demanda de las empresas distribuidoras y el pronóstico de las variables hidrometeorológicas relacionadas con las plantas de generación, entre otros.

El OS/OM define el detalle de la información necesaria para realizar los estudios de planeamiento operativo del SEN, así como los plazos y periodicidad con que las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras deben entregar dicha información, cuyo carácter de suministro es obligatorio. Esta información está disponible en la página WEB del OS/OM.

### **3.4. Metodología**

El planeamiento operativo del SEN se realiza por medio de estudios eléctricos y por medio de estudios de optimización energética. El OS/OM define los algoritmos y modelos que mejor se adaptan a las características actuales y futuras del SEN y por medio de los cuales se elaboran los estudios técnicos. Por las características propias del parque de generación nacional, se utiliza un algoritmo de optimización energética hidrotérmico.

Los estudios de planeamiento operativo de mediano plazo comprenden un horizonte de análisis de un mes a cinco años, mientras que el horizonte de

análisis de los estudios de planeamiento operativo de corto plazo es de un día hasta un mes.

Los estudios de planeamiento operativo de mediano plazo se realizan como mínimo una vez al año, en los primeros 30 días hábiles del año en curso, pudiendo ser la frecuencia mayor cuando la situación lo amerite. En el caso de los estudios de planeamiento operativo de corto plazo, su frecuencia de ejecución es semanal y diaria en función del tipo de producto obtenido.

Los estudios de planeamiento operativo de mediano plazo brindan insumos para realizar los estudios de corto plazo, por lo que su ejecución es secuencial.

### **3.5. Productos del planeamiento operativo de mediano plazo**

Los principales productos que se obtienen por medio de los estudios de planeamiento operativo energético y de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo son:

- a. Las proyecciones de generación (balance de energía) en etapas semanales, para un horizonte de hasta cinco años y para escenarios con hidrologías distintas.
- b. Las estrategias de generación para administrar en forma óptima la operación de los embalses estacionales y plurianuales (curvas de referencia), para escenarios con hidrologías distintas.
- c. Las proyecciones anuales de excedentes de generación nacional a corto plazo para comercializar estos excedentes en el MER y de las necesidades de optimización por medio de importaciones de electricidad provenientes del MER, así como los costos marginales de demanda promedio semanales para escenarios con hidrologías distintas.
- d. Los volúmenes estimados de combustibles y lubricantes para la generación termoeléctrica y sus costos, para escenarios con hidrologías distintas.
- e. Las estrategias para la operación segura del SEN, incluyendo la identificación de las restricciones operativas presentes y futuras y las acciones correctivas para incrementar los límites de transmisión del SEN.
- f. Las máximas transferencias de potencia regionales que soporta la red eléctrica de Costa Rica.
- g. La identificación y diseño de sistemas especiales de protección para el SEN.

### **3.6. Productos del planeamiento operativo de corto plazo**

Los principales productos que se obtienen por medio de los estudios de planeamiento operativo energético de corto plazo son:

- a. La proyección actualizada de los costos de oportunidad de los embalses en etapas semanales.
- b. El predespacho semanal para un horizonte semanal en etapas horarias (un mínimo de tres (3) días y un máximo de siete (7) días y la proyección correspondiente de los costos marginales de demanda horarios.
- c. El predespacho nacional (PRENAC) en etapas horarias para un horizonte diario y los costos marginales de demanda horaria, para el suministro de la información requerida por el predespacho regional del MER.
- d. El pronóstico de la demanda nodal para un horizonte semanal en etapas horarias, y las reservas de generación necesarias para brindar los servicios auxiliares.
- e. La identificación de las magnitudes de los excedentes de generación nacional a corto plazo para comercializar estos excedentes en el MER; y de las posibilidades de optimización para el SEN por medio de importaciones de energía eléctrica provenientes del MER.
- f. El predespacho nacional optimizado en etapas horarias para un horizonte diario, considerando las transacciones de electricidad derivadas del predespacho regional del MER. Además, los costos marginales de demanda horarios del predespacho.

### **3.7. Publicación de los insumos y resultados del predespacho nacional optimizado**

El OS/OM mantendrá un espejo en tiempo real en su sitio WEB de su Base de Datos Regional que contemple información para los análisis de Seguridad Operativa y Planeamiento Operativo, así como los insumos y resultados del predespacho nacional optimizado, considerando como mínimo:

- a. La generación de energía programada en MWh para cada recurso de generación y para cada etapa horaria.
- b. La proyección del costo marginal del sistema para cada etapa horaria.
- c. Los generadores con asignación de reserva para el control de frecuencia e intercambios de energía
- d. La demanda de energía en MWh programada por nodo eléctrico.
- e. Las indisponibilidades de la red de transmisión nacional.
- f. La existencia de déficit de generación.

- g. La demanda no atendida en MWh por previsión de déficit nacional por nodo eléctrico.

## **4. OPERACIÓN DEL SEN EN TIEMPO REAL**

### **4.1. Seguimiento del predespacho**

Durante la operación en tiempo real el OS/OM sigue el predespacho nacional de generación, basándose en las curvas de referencia del nivel de los embalses estacionales y la energía programada de los embalses plurianuales; además debe suplir las desviaciones de acuerdo con lo indicado en este documento. El OS/OM tomará las decisiones necesarias en tiempo real, optimizando el despacho según la disponibilidad de recurso y cumpliendo la regulación nacional y regional.

### **4.2. Cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño**

El OS/OM verificará en todo momento que la operación del SEN se realice cumpliendo con los CCSD establecidos en la regulación nacional y regional. Este criterio debe ser aplicado con prioridad sobre el costo del despacho. Para esto el OS/OM girará instrucciones a los agentes sobre sus condiciones de operación.

En caso de incumplimientos por parte de los agentes, el OS/OM tomará las medidas necesarias para preservar los criterios mencionados, que incluye la desconexión de la instalación del SEN. El OS/OM no permitirá la conexión del agente en caso de que persistan los incumplimientos o que se vea comprometida la seguridad y estabilidad del SEN.

En caso de incumplimiento el OS/OM informará a la Aresep sobre el agente que incumple, la fecha y hora del incumplimiento, así como el impacto al SEN asociado al mismo, para que el Ente Regulador tome las medidas que correspondan.

### **4.3. Criterios operativos cuando hay exceso de recursos de generación en el SEN**

En las situaciones en que haya exceso de recursos de generación en el SEN, de manera que no sea posible despachar la totalidad de la generación disponible que utiliza fuentes renovables y que impidan el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, el OS/OM aplica un despacho restringido.

Esta restricción del despacho de generación se realiza considerando una distribución equitativa entre todos los agentes del MEN y llevando un registro histórico para el seguimiento. La aplicación de esta restricción se realiza siguiendo los criterios que se indican a continuación:

- a) Las unidades generadoras que seleccione el OS/OM deben salir totalmente de operación y los sistemas de almacenamiento serán limitadas a operar únicamente en modo carga y/o ofreciendo servicios auxiliares.
- b) Las unidades generadoras que estén brindando servicios indispensables para la operación del SEN (entre ellos prestación de servicios auxiliares y reserva de seguridad energética) no participan en la restricción del despacho.
- c) Las horas de participación en la restricción del despacho de generación son equitativas para todas las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento del SEN.
- d) Durante los períodos en que haya restricción de despacho no se penalizará la máxima demanda a las empresas distribuidoras.

En el predespacho nacional optimizado del OS/OM se obtiene la proyección de los excedentes de generación del día siguiente, con base en los cuales establece las alertas de restricción del despacho y se comunican a las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento. En la operación en tiempo real, el OS/OM toma la decisión final de aplicar las restricciones de despacho de generación, valorando las condiciones reales de operación del SEN.

El OS/OM notificará a los afectados sobre las causas de la restricción.

#### **4.4. Atención de desviaciones de generación**

Durante la operación en tiempo real se pueden presentar diferencias con respecto al predespacho, por las desviaciones de los pronósticos de recursos y de demanda con respecto a la realidad, o por eventos que se presenten en la red de transmisión o en el parque de generación. Éstas se deben atender mediante un redespacho de la programación del predespacho, bajo las siguientes premisas habiéndose agotado la posibilidad de intercambios de energía por los diferentes agentes del MER:

- a) Ante desviaciones positivas de energía (se cuenta con más recursos de los estimados en el predespacho para atender la demanda) el OS/OM ajusta el despacho en las plantas con embalses estacionales o plurianuales, hasta donde las restricciones de despacho de estas plantas y las condiciones del SEN lo permitan para cumplir los CCSD. Si la hidrología es muy húmeda (y/o las condiciones de otros recursos son muy favorables) es posible que no se pueda almacenar toda la energía de estas fuentes en los embalses estacionales y plurianuales, o en sistemas de almacenamiento, por lo que el OS/OM restringirá la generación de acuerdo con los criterios establecidos en el inciso 4.2.

- b) Ante desviaciones negativas de energía (se cuenta con menos recursos de los estimados en el predespacho para atender la demanda) se deben utilizar las plantas renovables que cuenten con recursos, los embalses estacionales y plurianuales, sistemas de almacenamiento y la generación térmica con combustibles fósiles en caso necesario según la estrategia que se establezca en el predespacho nacional optimizado
- c) Ante desviaciones negativas, durante las cuales los recursos no sean capaces de satisfacerse según lo dispuesto en el inciso b) del presente numeral, se debe aplicar lo dispuesto en el Plan Nacional de Racionamiento.

#### **4.5. Obligaciones de los agentes**

##### **4.5.1. Obligaciones de los agentes durante condiciones normales de operación del SEN en tiempo real**

- a) Todos los agentes deben atender las instrucciones de operación que gire el OS/OM.
- b) Todas las maniobras de operación de elementos de transmisión deben ser coordinadas con el OS/OM.
- c) Las entradas y salidas de operación de generadores mayores a 10 MW que no son despachados por el OS/OM se deben informar a la sala de control OS/OM con al menos 10 minutos de antelación, según protocolo de comunicación que se ubica en la página WEB del OS/OM.
- d) Todos los mantenimientos de instalaciones de generación y transmisión se deben coordinar con OS/OM según el procedimiento *Coordinación de Indisponibilidades del SEN*.
- e) Los agentes deben informar al OS/OMa la hora de iniciar y finalizar una indisponibilidad, según lo establecido en el procedimiento *para la Coordinación de Indisponibilidades del SEN*.
- f) Los agentes deben cumplir con la prestación de servicios auxiliares, según lo establecido en la regulación nacional y regional vigente.
- g) La entrada y puesta en operación de nuevas obras deben ser coordinadas con el OS/OM cumpliendo con el *Procedimiento para establecer las conexiones al SEN* y con el procedimiento *para la Coordinación de Indisponibilidades del SEN*.
- h) Los agentes deben coordinar con el OS/OM las pruebas de equipos e instalaciones de transmisión y generación del SEN. Los agentes deben coordinar con OS/OM cuando las pruebas provoquen una afectación al despacho o algún riesgo al SEN.

- i) El OS/OM podrá solicitar la realización de pruebas de seguimiento para corroborar el correcto funcionamiento de los equipos e instalaciones del SEN. Cuando sea necesario, el OS/OM podrá presenciar las pruebas en campo.
- j) El OS/OM definirá la tasa máxima de toma y reducción de carga (MW/min) de las plantas generadoras del SEN, la cual será de obligatorio cumplimiento para los agentes generadores.

#### **4.5.2. Obligaciones de los agentes durante condiciones de emergencia en la operación del SEN**

- a) En caso de eventos en el SEN, los agentes deben acatar las instrucciones emitidas por el OS/OM y cumplir con lo establecido en el procedimiento de *Reporte de eventos del Sistema Eléctrico Nacional*.
- b) Cuando se presenten condiciones que provoquen una salida parcial o total del SEN, los agentes deben acatar las instrucciones giradas por el OS/OM para restablecer los elementos afectados. En caso de una salida total los agentes y el OS/OM deben cumplir con lo establecido en el Manual de Restablecimiento, el cual se publicará en la página WEB del OS/OM. Los agentes que no cuenten con instrucciones específicas en el Manual de Restablecimiento deben esperar instrucciones del OS/OM para normalizar sus instalaciones.
- c) En cualquier condición queda terminantemente prohibido normalizar instalaciones sin instrucciones del OS/OM, ya que puede provocar un nuevo estado de emergencia, o el retardo en la normalización del SEN.
- d) Cuando se presenten condiciones de escasez de recursos en el SEN, que lleven a una condición de racionamiento de energía, tanto el OS/OM como los agentes deben acatar las disposiciones establecidas en la regulación nacional vigente y en el procedimiento de *Coordinación del Racionamiento*.

#### **4.5.3. Participación en el esquema de desconexión de carga**

Todas las empresas distribuidoras y usuarios en alta tensión deben participar en los esquemas de desconexión automática y manual de carga, de acuerdo con la regulación nacional vigente. La participación en este esquema es de carácter obligatorio.

El OS/OM define los criterios de diseño de los esquemas de disparo de carga y establece los procedimientos aplicables para su implementación y modificaciones, los cuales estarán publicados en su página WEB.

Una vez que ha actuado el esquema de desconexión de carga, las empresas distribuidoras no podrán reconectar su carga o cerrar anillos en la red de distribución para restablecerla. Para normalizar la carga afectada deben esperar instrucciones del OS/OM, para evitar una afectación mayor del SEN que pueda provocar un colapso.

Después de cada evento en que actúe el esquema de desconexión de carga, el OS/OM debe preparar un reporte informando de las causas del evento, y lo publicará en su página web, según el plazo establecido en Procedimiento “*Reporte de Eventos del SEN*”. Además, el OS/OM debe realizar una evaluación de la correcta operación del esquema de desconexión de carga y enviará los resultados a las empresas distribuidoras. En caso de operaciones incorrectas, la empresa distribuidora respectiva deberá tomar las medidas para subsanar la situación en un periodo no mayor a 10 días hábiles.

#### **4.5.4. Suministro de información**

Es obligación de los agentes presentar la información que el OS/OM solicite relacionada con el planeamiento operativo y la operación en tiempo real.

### **5. 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.

### **6. Auditorías al OS/OM**

Cada dos (2) años, OS/OM deberá someterse a una (1) auditoría externa, con el fin de revisar el cumplimiento de los procedimientos establecidos en la regulación nacional y la efectividad de los sistemas utilizados en los procesos de planeamiento operativo y operación del SEN.

## **TRANSITORIO**

A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS/OM un plazo máximo de 9 meses para desarrollar las aplicaciones, estudios y herramientas para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web los requerimientos, la información y formatos, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento.

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**

**ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ**  
**PRESIDENTE DE LA JUNTA DIRECTIVA**

**ALFREDO CORDERO CHINCHILLA**  
**SECRETARIO DE LA JUNTA DIRECTIVA**