

# La Gaceta



**DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS**

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLIII TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

MIÉRCOLES 3 DE NOVIEMBRE DEL 2021. NUM. 35,762

## Sección A

### Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-50-2021

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central, a los quince días del mes de octubre de dos mil veintiuno.

**Resultando:**

- I. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica ("CREE" o "Comisión"), en atención a sus funciones, continúa efectuando acciones para contar con elementos normativos que permitan avanzar en una regulación eficiente para el subsector eléctrico hondureño.
- II. Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que es función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.
- III. Que la CREE, mediante la Resolución CREE-019 publicada en el Diario Oficial "La Gaceta" en fecha 31 de mayo del 2016, aprobó el Pliego Tarifario Provisional de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ("ENEE"), así como una regla consistente en el cobro de un recargo mensual a cobrar cuando el factor de potencia mensual sea menor al establecido en la misma resolución.

- IV. Que posteriormente la CREE publicó una Fe de Errata en el Diario Oficial "La Gaceta" en fecha 21 de julio del 2016, con el único fin de modificar los literales "A", "B", "C" y "J" de la Resolución CREE-019, que en el literal "J" establece cómo se calcula la penalización por bajo factor de potencia.
- V. Que la CREE aprobó la Norma Técnica de Calidad de Distribución mediante la Resolución CREE-050, misma que fue publicada en el Diario Oficial "La Gaceta" en fecha 14 de noviembre del 2017.
- VI. Que como resultado del proceso de revisión del marco regulatorio vigente, especialmente la revisión de la Norma Técnica de Calidad de Distribución, la CREE identificó la necesidad de hacer mejoras mediante una nueva versión con base en un análisis comparativo de normativas de otros países, ejemplo de buenas prácticas y adaptada a las necesidades del sector eléctrico, para regular lo relativo a la calidad del servicio de distribución dentro del territorio de la República de Honduras.

### SUMARIO

Sección A  
Decretos y Acuerdos

**COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CREE**  
Acuerdos CREE-50-2021, CREE-51-2021, CREE-53-2021

A. 1 - 72

Sección B  
Avisos Legales  
Desprendible para su comodidad

B. 1 - 8

- VII. Que, bajo este contexto, la inclusión de la visión pública en el proceso de elaboración y mejora de reglamentos y normas técnicas se ha convertido en una prioridad para la CREE. Por tal razón, mediante el Acuerdo CREE 033-2021 la CREE inició en fecha 22 de julio del 2021 el proceso de la consulta pública CREE-CP-05-2021, denominada: “Norma Técnica de Calidad de la Distribución”, mismo que fue ampliado mediante Acuerdo CREE 038-2021 con el fin de que esta consulta pública terminara en fecha 13 de agosto del 2021.
- VIII. Que la propuesta sometida a consulta pública tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica asociadas con la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, en particular, los aspectos de calidad del producto, calidad técnica del servicio y calidad comercial del servicio.
- IX. Que mediante sus unidades internas la CREE valoró posiciones y observaciones y comentarios admisibles, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlos de forma parcial o total a la propuesta final del documento puesto en consulta. De forma general, entre las modificaciones propuestas se encuentran cambios a la redacción para dar mayor claridad sobre los temas abordados, modificaciones en la sección de definiciones, homologación de la propuesta con el marco regulatorio vigente, cambios en el alcance de algunos artículos y modificación de fórmulas para evaluar de forma más eficiente la calidad del servicio.
- X. Que entre otros de los aspectos desarrollados se destacan los siguientes: i) sendero de calidad técnica del servicio; ii) plazo de atención de solicitudes de conexión y ampliación; iii) plazo para el pago de indemnizaciones; iv) factor de potencia; v) modificación de zonas de distribución típicas; vi) tiempo promedio de resolución de reclamos y vii) registro de maniobras.
- XI. Que como parte del Procedimiento de Consulta Pública, la Unidad de Fiscalización y la Dirección

de Asuntos Jurídicos emitieron, para su aprobación por el directorio de comisionados, el informe titulado “Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-05-2021”.

**Considerando:**

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía

## La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS  
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA  
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

**ABOG. THELMA LETICIA NEDA**  
Gerente General

**JORGE ALBERTO RICO SALINAS**  
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS  
E.N.A.G.

Colonia Miraflores  
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821  
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que las disposiciones de la Ley serán desarrolladas mediante reglamentos y normas técnicas específicas. Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar los usuarios afectados y la regulación correspondiente establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que la CREE deberá emitir normativa de construcción y de operación de las instalaciones de distribución y que estas deberán definir características técnicas y de seguridad.

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica establece que cuando se produzcan fallas de larga duración ocasionadas por la generación, la transmisión o la distribución, y que a juicio de la CREE no se deban a un caso fortuito o fuerza mayor, la empresa distribuidora indemnizará a los usuarios y a los consumidores calificados conectados a la red de distribución afectados por tales fallas.

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica determina que el plazo para el pago de las indemnizaciones será determinado por la CREE de acuerdo con la metodología que se establezca en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del

Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que la Ley de Procedimiento Administrativo, aplicada de manera supletoria, faculta al órgano que haya emitido un acto administrativo para revocar o modificar el mismo cuando desaparecieren las circunstancias que lo motivaron o sobrevinieren otras que, de haber existido a la razón, el mismo no habría sido dictado, también para revocarlo o modificarlo cuando no fuera oportuno o conveniente a los fines del servicio para el cual se dicta.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional.

Que el Procedimiento para Consulta Pública establece que la CREE elaborará un informe que contenga la valoración de las posiciones, observaciones y comentarios admisibles, y la correspondiente respuesta a cada uno, así como una propuesta regulatoria final cuando aplique. Este informe deberá ser publicado en la página web de la Comisión, una vez que este sea aprobado por el Directorio de Comisionados.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica debe de comunicar el Informe de Resultados a los participantes que hayan suministrado correo electrónico de contacto en la consulta pública.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-35-2021 del 15 de octubre de 2021, los miembros presentes

del Directorio de Comisionados acordaron emitir el presente acuerdo.

### Por Tanto

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1 literales A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, literal I, artículos 8, 15 literal K y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículos 4 y 44 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica y artículos 4, 9 y 10 y demás aplicables del Procedimiento para Consulta Pública, Artículo 121 de la Ley de Procedimiento Administrativo, aplicado de manera supletoria por unanimidad de votos de sus Comisionados,

### Acuerda

**PRIMERO:** Aprobar el informe intitulado “Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-05-2021” preparado por la Unidad de Fiscalización y la Dirección de Asuntos Jurídicos en ocasión de la consulta pública CREE-CP-05-2021 contentiva de la propuesta de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución.

**SEGUNDO:** Modificar la Resolución CREE-050 publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 14 de noviembre de 2017, con el único fin de revocar el literal b. del Resolutivo A), mediante el cual se aprobó la Norma Técnica de Calidad de Distribución. Se confirman las demás partes no modificadas o revocadas de la Resolución CREE-050.

**TERCERO:** Modificar la Resolución CREE-019 publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 31 de mayo del 2016, en el sentido de revocar el literal J) contenido en su parte resolutive, así como el literal J) contenido en la fe de errata publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 21 de Julio del 2016, ambas disposiciones contentivas del cálculo

de la penalización por bajo factor de potencia. Se confirman en sus demás partes la Resolución CREE-019 y su respectiva fe de errata.

**CUARTO:** Instruir a la Secretaría General para que, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública, comunique el informe de resultados a los participantes de la consulta pública CREE-CP-05-2021 que hayan suministrado su correo electrónico.

**QUINTO:** Aprobar en todas y cada una de sus partes la Norma Técnica de Calidad de la Distribución que forma parte integral del presente Acuerdo.

**SEXTO:** Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas que procedan con la publicación del presente acuerdo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**SÉPTIMO:** El presente acuerdo será vigente a partir de su publicación en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**OCTAVO:** Instruir a la Secretaría General para que, de conformidad con el artículo 3 Literal F, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

**NOVENO:** Publíquese y comuníquese.

**GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA**

**JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA**

**LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ**

## NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN

### TÍTULO I

#### DISPOSICIONES GENERALES

#### CAPÍTULO I

##### Objeto, Alcance, Siglas y Definiciones

**Artículo 1. Objeto de la Norma Técnica.** El objeto de la presente Norma Técnica es desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica asociadas con la Calidad del Servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, en particular, los aspectos de Calidad del Producto, Calidad Técnica del Servicio y Calidad Comercial del Servicio.

##### Artículo 2. Acrónimos.

<b>CENS</b>	Costo de la Energía no Suministrada
<b>CREE</b>	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
<b>ENS</b>	Energía no Suministrada
<b>LGIE</b>	Ley General de la Industria Eléctrica
<b>MEN</b>	Mercado Eléctrico Nacional
<b>ODS</b>	Operador del Sistema
<b>PCC</b>	Punto de conexión común
<b>ZDT</b>	Zona de distribución típica

**Artículo 3. Definiciones.** En adición a las definiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá por:

**Distorsión Armónica:** Distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiplos de dicha frecuencia nominal.

**Severidad de Parpadeo:** Variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

#### CAPÍTULO II

##### Exigencias Generales

**Artículo 4. Frecuencia nominal.** La magnitud de la frecuencia nominal en los sistemas de distribución debe ser de 60 Hz.

**Artículo 5. Tensión nominal.** La tensión nominal es el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidos en la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la Calidad del Producto que prestan las Empresas Distribuidoras. A tales efectos, las tensiones iguales o inferiores a 1 kV son consideradas como baja tensión y las tensiones superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 60 kV son consideradas como media tensión.

**Artículo 6. Punto de común conexión.** El punto de común conexión (PCC) es el punto en la red de distribución más cercano a una carga en particular, en el que otras cargas están o podrían estar conectadas según se expone a continuación:

- Para Usuarios que se conectan a la red de distribución a través de un transformador que alimenta diversos consumos, el PCC se ubica en las terminales del secundario del transformador de distribución.
- Para Usuarios que se conectan a la red de distribución a través de un transformador exclusivo, el PCC se ubica en las terminales del primario de dicho transformador de distribución.
- En caso de que un Usuario se conecte en el extremo de una línea radial de alimentación, el PCC se ubica en el extremo de la carga.

La CREE podrá solicitar la ubicación de los equipos de medición en un PCC distinto a los expuestos en este artículo, cuando por condiciones técnicas justificadas el PCC no

permita evaluar correctamente los parámetros eléctricos definidos en la presente Norma Técnica.

**Artículo 7. Normas internacionales.** Las exigencias de diseño y operación de los sistemas de distribución aplicables a las Empresas Distribuidoras se realizarán conforme a la normativa nacional vigente. Asimismo, las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de instalaciones de Usuarios se establecerán en conformidad con las normas vigentes. En ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se recurrirá, para fines interpretativos, a normas internacionales emitidas por los siguientes organismos:

- A. International Electrotechnical Commission (IEC).
- B. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- C. International Organization for Standardization (ISO).
- D. American National Standards Institute (ANSI).
- E. American Society of Testing Materials (ASTM)

**Artículo 8. Vinculación con equipos o marcas comerciales.**

Las exigencias señaladas en la presente norma son de carácter funcional, de manera que no se vinculan ni contienen especificaciones de ningún tipo con equipos o marcas comerciales en particular. Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer ni exigir a los Usuarios condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la presente Norma Técnica o en la normativa vigente.

### CAPÍTULO III

#### Zonas de Distribución Típicas

**Artículo 9. Alcance de las zonas de distribución típicas (ZDT).** Las ZDT corresponden a zonas dentro de la zona de operación de cada Empresa Distribuidora que se diferencian entre sí por su densidad de carga, densidad poblacional y su ubicación geográfica. Estas son determinadas con base en las disposiciones establecidas en el Reglamento de Tarifas con el fin de establecer los niveles de calidad necesarios para la

evaluación y control de la Calidad del Producto y Calidad Técnica del Servicio.

Las ZDT serán revisadas en el proceso de determinación de nuevos pliegos tarifarios en los plazos establecidos en la LGIE para tal fin.

**Artículo 10. Modificaciones en zonas de distribución típicas.** Cuando las Empresas Distribuidoras realicen cambios relevantes de carácter permanente y no transitorios en su red eléctrica y como consecuencia una o más ZDT se modifiquen, estas deberán reportarlos a la CREE dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores a la finalización de los trabajos. De igual forma, cuando se prevea el inicio de operación de un nuevo alimentador o circuito deberán reportarlo a la CREE con su respectiva categorización con base en la información que posea cada empresa o estimaciones para los próximos veinticuatro (24) meses.

### CAPÍTULO IV

#### Etapas de Aplicación

**Artículo 11. Etapas de aplicación.** Con el fin de posibilitar una adecuación gradual de las disposiciones desarrolladas en la presente Norma Técnica por parte de las Empresas Distribuidoras, Usuarios y Consumidores Calificados conectados a la red de distribución, se establecen diez (10) etapas con niveles crecientes de exigencias respecto a la Calidad del Servicio, cada una con una duración de un (1) año. Durante cada etapa, las Empresas Distribuidoras deberán realizar las adecuaciones a sus instalaciones de forma que se posibilite el cumplimiento de las exigencias establecidas en las etapas que se describen a continuación:

- A. Etapa 1: Comenzará a partir del inicio del primer período tarifario calculado con base en el Reglamento de Tarifas publicado mediante Resolución CREE-148 con fecha 24 de junio de 2019. Durante esta etapa no se aplicarán indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas de los índices de calidad definidos en esta Norma Técnica. Las Empresas Distribuidoras deberán cumplir con lo siguiente:

- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
  - ii. Implementación del 20% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.
  - iii. Implementación del 100% del sistema de vinculación Usuario-Red.
  - iv. Implementación del 100% del registro de maniobras considerando interruptores de línea y reconectores que tengan comunicación con el centro de control.
  - v. Implementación del 100% del sistema de control de solicitudes y reclamos administrativos y técnicos.
- B. Etapa 2: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 1. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:
- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
  - ii. Implementación del 40% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.
  - iii. Control del 25% de los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.
  - iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
  - v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- C. Etapa 3: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 2. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:
- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
  - ii. Implementación del 60% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.
  - iii. Implementación del 50% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.
  - iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
  - v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- D. Etapa 4: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 3. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:

- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
  - ii. Implementación del 80% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.
  - iii. Implementación del 75% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.
  - iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad requerido.
  - v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- E. Etapa 5: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 4. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:
- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
  - ii. Implementación del 100% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.
  - iii. Implementación del 100% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.
  - iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
  - v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- F. Etapa 6: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 5, a partir del segundo período tarifario calculado con base en el Reglamento de Tarifas publicado mediante Resolución CREE-148 con fecha 24 de junio de 2019. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:
- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
  - ii. Implementación del 50% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto con el objeto de analizar los índices de distorsión armónica y severidad del efecto parpadeo.
  - iii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
  - iv. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las

interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 92. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.

- v. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a la regulación de tensión, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.

G. Etapa 7: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 6. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:

- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
- ii. Implementación del 75% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto con el objeto de analizar los índices de distorsión armónica y severidad del efecto parpadeo.
- iii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- iv. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 92. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- v. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a la regulación de tensión, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.

H. Etapa 8: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 7. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:

- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
- ii. Implementación del 100% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto con el objeto de analizar los índices de distorsión armónica y severidad del efecto parpadeo.
- iii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- iv. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 92. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
- v. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a la regulación de tensión, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.

I. Etapa 9: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 8. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:

- i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
- ii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.

- iii. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 92. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.
  - iv. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a los índices penalizables, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.
- J. Etapa 10: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 9, tendrá una duración indefinida. En esta etapa se exigirá el cumplimiento de todos los índices de calidad establecidos en esta Norma Técnica.

**Artículo 12. Informes de control.** Las Empresas Distribuidoras, dentro de los primeros quince (15) días de concluida cada una de las etapas de aplicación, deben presentar a la CREE un informe que contenga elementos de verificación que sirvan para acreditar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en dichas etapas. La CREE podrá establecer formatos y medios para la entrega de esta información.

**Artículo 13. Nuevas instalaciones.** Las ampliaciones o nuevas instalaciones de las Empresas Distribuidoras, Usuarios o Consumidores Calificados que se conecten a la red de distribución posterior a la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, deberán cumplir con las exigencias de la etapa de aplicación vigente al inicio de operación o energización de las instalaciones.

## CAPÍTULO V

### Atribuciones, Responsabilidades y Obligaciones

**Artículo 14. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de las Empresas Distribuidoras.** En adición a lo que establece la LGIE y su reglamentación, las Empresas Distribuidoras, dentro de su zona de operación, tienen las atribuciones, responsabilidades y obligaciones siguientes:

- A. Prestar a sus Usuarios un servicio eléctrico que cumpla con las exigencias de calidad establecidos en esta Norma Técnica.
- B. Pagar a sus Usuarios las indemnizaciones por episodios de mala Calidad del Servicio dentro de los plazos establecidos en esta Norma Técnica, independientemente de que la mala calidad se deba o no a deficiencias propias de su red de distribución, salvo eventos clasificados como caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados y aprobados por la CREE.
- C. Adquirir, instalar y operar los sistemas para el monitoreo y control de la Calidad del Servicio de acuerdo con las exigencias establecidas en esta Norma Técnica.
- D. Implementar campañas de medición de acuerdo con lo establecido en esta Norma Técnica.
- E. Entregar la información solicitada por la CREE para el control de la Calidad del Servicio dentro de los plazos respectivos, así como brindar las facilidades y los medios que le permitan la verificación de la misma. En particular, las Empresas Distribuidoras deberán permitir de forma permanente a la CREE el acceso a los reportes con la información contenidos en los sistemas de información requeridos para el control de la Calidad del Servicio. Dicha información deberá cumplir con los requisitos siguientes:
  - i. Que contenga todos los elementos que permitan el control de las especificaciones de esta Norma Técnica;

- ii. Que sea entregada dentro de los plazos que a tal efecto determine la CREE;
  - iii. Que sea confiable, veraz y que represente la realidad;
  - iv. Que tenga coherencia entre ella.
- F. Elaborar los planes para la mejora de la calidad que ordene la CREE.
- G. Mantener un archivo histórico con toda la información procesada, informes y los valores medidos para cada parámetro de control, índices de calidad, sus desviaciones e indemnizaciones correspondientes por un período no inferior a cinco (5) años.
- H. Identificar, notificar y solicitar las acciones correctivas que corresponda a los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red que incumplan las exigencias establecidas en la presente Norma Técnica.
- I. Suspender el servicio eléctrico a sus Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red en caso de incumplimiento a lo establecido en esta Norma Técnica.

**Artículo 15. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de los Usuarios y Consumidores Calificados.** En adición a lo que establece la LGIE y su reglamentación, los Usuarios y Consumidores Calificados tienen las siguientes atribuciones, responsabilidades y obligaciones:

- A. Operar sus instalaciones a modo de asegurar su funcionamiento dentro de los límites y estándares exigidos en la presente Norma Técnica.
- B. Colaborar con el proceso de detección de perturbaciones y realizar en sus instalaciones eléctricas las acciones correctivas requeridas por la Empresa Distribuidora con el fin de evitar introducir perturbaciones a la red que afecten la Calidad del Producto.
- C. Pagar a la Empresa Distribuidora dentro de los plazos respectivos, las indemnizaciones por transgredir las tolerancias de la Calidad del Producto establecidas en esta Norma Técnica.

## TÍTULO II

### CALIDAD DEL PRODUCTO

#### CAPÍTULO I

##### Disposiciones Generales

**Artículo 16. Evaluación de la Calidad del Producto.** La Calidad del Producto será evaluada mediante el sistema de gestión de la Calidad del Servicio, implementado por las Empresas Distribuidoras y supervisado por la CREE.

Se evaluarán los índices de calidad en el orden descrito a continuación:

- A. Índices penalizables de Calidad del Producto:
  - i. Regulación de tensión;
  - ii. Distorsión Armónica de tensión; y,
  - iii. Severidad del Parpadeo.
- B. Índices no penalizables de Calidad del Producto:
  - i. Desbalance de tensión;
  - ii. Huecos y picos de tensión; y,
  - iii. Variaciones de frecuencia.
- C. Índices que miden la incidencia de los Usuarios y Consumidores Calificados en la Calidad del Producto:
  - i. Factor de potencia; y,
  - ii. Distorsión Armónica de corriente.

**Artículo 17. Intervalo de medición.** La medición de los parámetros de control de la Calidad del Producto será realizada en intervalos de diez (10) minutos, con base en los períodos de agregación definidos en la norma IEC-61000-4-30 para la medición clase A.

**Artículo 18. Validez de los registros obtenidos.** Los registros obtenidos en cada intervalo de medición deberán ser evaluados y clasificados según su validez, siendo no válidos aquellos que cumplen con las condiciones siguientes:

- A. Que se vieron afectados por interrupciones de servicio;
- B. Que el periodo de agregación sea distinto de diez (10) minutos;

- C. Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado, tal como valores de tensión o de energía negativos, errores de formato; y,
- D. Que la fecha del registro sea anterior a la fecha de instalación del equipo de medición o posterior a la fecha de su retiro de acuerdo con lo informado.

Los registros válidos serán utilizados en el cálculo y evaluación de los índices de calidad, así como en la determinación de las indemnizaciones y compensaciones correspondientes.

**Artículo 19. Período de medición.** El lapso mínimo para la medición y lectura de los parámetros de control será de al menos siete (7) días consecutivos, denominado período de medición. Las Empresas Distribuidoras deberán cuantificar, para cada período de medición, la cantidad de registros válidos y no válidos. El cálculo de los índices de la Calidad del Producto será realizado utilizando únicamente los registros válidos.

**Artículo 20. Mes de referencia.** En el caso de mediciones con puntos móviles, el mes de referencia para la evaluación de la regulación de tensión será aquel en el cual se concluye el período de medición.

**Artículo 21. Validez de las mediciones obtenidas.** Las mediciones obtenidas en cada período de medición deberán ser evaluadas y clasificadas según su validez, siendo no válidas aquellas que cumplen con las condiciones siguientes:

- A. Que al menos cinco (5) por ciento de los registros obtenidos sean considerados no válidos.
- B. Que los datos informados en la plantilla de instalación y retiro no permitan garantizar su adecuado procesamiento.
- C. Que el nombre del archivo no corresponda con la codificación correspondiente.
- D. Que el equipo utilizado por las Empresas Distribuidoras no corresponda con los requerimientos informados y aprobados.

**Artículo 22. Período de control.** El control de la Calidad del Producto será efectuado mediante la medición de parámetros de control y el análisis de índices de calidad en la cantidad de puntos establecidos en la presente Norma Técnica durante períodos mensuales continuos denominados períodos de control. Las Empresas Distribuidoras deberán presentar al final de cada período de control la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable. Este dato será utilizado en el siguiente período de control a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes.

**Artículo 23. Pago de indemnizaciones.** Las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a los Usuarios y Consumidores Calificados por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad del Producto. Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la factura de los Usuarios afectados en el mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el mes siguiente de facturación.

En el caso de falta de pago por parte de los Usuarios, el monto total de las indemnizaciones podrá ser utilizado para deducir saldos vencidos.

Independientemente del pago de las indemnizaciones, las Empresas Distribuidoras deberán tomar las medidas necesarias para la corrección de las desviaciones constatadas.

## CAPÍTULO VI

### Regulación de Tensión

**Artículo 24. Índice de calidad de regulación de tensión.** El índice de calidad para evaluar la regulación de tensión en un punto de entrega, en un intervalo de medición  $k$ , es calculado mediante la expresión siguiente:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100\%$$

Donde:

- i.  $\Delta V_k$  = Índice de regulación de tensión en el punto de entrega (%);
- ii.  $V_k$  = La media de los valores eficaces (RMS) de tensión medidos en el punto de entrega en un intervalo de medición  $k$  (kV);
- iii.  $V_N$  = Tensión nominal en el punto de entrega (kV).

Para el caso de mediciones trifásicas, el valor de utilizado en el cálculo del índice de regulación de tensión será el que corresponda a la fase que presente la mayor desviación de las tensiones trifásicas medidas en cada intervalo de medición  $k$ .

**Artículo 25. Tolerancias para la regulación de tensión.** Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual del nivel de tensión, respecto de los niveles de tensiones nominales en los puntos de entrega se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1** Tolerancias para la regulación de tensión

Nivel de tensión	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	Densidad de carga baja
Baja tensión	±8.0 %	±8.0 %	±8.0 %
Media tensión	±6.0 %	±7.0 %	±8.0 %

Se considera que el índice de regulación de tensión incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.

**Artículo 26. Valor de la energía según la banda de tensión.**

Para el caso de incumplimiento en la regulación de tensión, las indemnizaciones serán atenuadas hasta una desviación porcentual de la tensión  $\Delta V_k$  del ocho (8) por ciento. Estas se calcularán con base en el valor de la energía suministrada en condiciones de mala calidad, de acuerdo con lo descrito en la Tabla 2.

**Indemnizaciones por mala regulación de tensión.** Las indemnizaciones por mala regulación de tensión serán aplicadas a cada uno de los Usuarios servidos en el PCC en donde se ha instalado un equipo de medición y se hayan superado las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica.

La indemnización por desviación en el nivel de tensión admisible correspondiente al período de medición ( $C_{\Delta V}$ ) se calculará mediante la expresión siguiente:

$$IND_{\Delta V_k} = \left( \sum_{B=1}^{BP} VE_B \times Er g_B \right) \times CENS$$

**Tabla 2** Valor de la energía según la magnitud de la desviación a las tolerancias establecidas

Banda de tensión BP	Valor de la energía - VE <sub>B</sub> (% del CENS)	
1	6 <  ΔV <sub>k</sub>   ≤ 6.5	10
2	6.5 <  ΔV <sub>k</sub>   ≤ 7	20
3	7 <  ΔV <sub>k</sub>   ≤ 7.5	50
4	7.5 <  ΔV <sub>k</sub>   ≤ 8	80
5	8 <  ΔV <sub>k</sub>	100

Dónde:

- i.  $IND_{\Delta V_k}$  = Valor de indemnización por regulación de tensión para cada PCC;
- ii.  $BP$  = Bandas penalizadas de  $\Delta V_k$ ;
- iii.  $VE_B$  = Valor de la energía en función de la magnitud de la desviación respecto al valor superior admisible definido para el índice de regulación de tensión como porcentaje del de conformidad con la Tabla 2, por banda de tensión  $B$  (%);

- iv.  $Erg_B$  = Energía registrada durante el período de medición por banda de tensión  $B$  (MWh);
- v.  $CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada (USD/MWh).

Serán indemnizados cada uno de los Usuarios y Consumidores Calificados servidos en el PCC en donde se ha realizado la medición y se hayan superado las tolerancias establecidas, a excepción de aquellos que estén generando perturbaciones en la red, superando las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica. El valor de indemnización calculado en cada PCC deberá ser distribuido proporcionalmente a dichos usuarios tomando en cuenta la energía facturada en el período de control correspondiente.

**CAPÍTULO VII**

**Distorsión Armónica de tensión**

**Artículo 28. Índices de calidad de Distorsión Armónica de tensión.** Para evaluar la Distorsión Armónica de tensión se definen los **índices siguientes**:

A. Distorsión Armónica individual de la tensión  $j$  ( $DAIT_j$ ):

$$DAIT_j = \frac{V_j}{V_1} \times 100$$

B. Distorsión Armónica total de la tensión ( $DATT$ ):

$$DATT = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{40} V_j^2}}{V_1} \times 100$$

Dónde:

- i.  $V_j$  = Magnitud de la tensión armónica de orden  $j$  (kV);
- ii.  $V_1$  = Magnitud de tensión de la componente fundamental de la tensión de suministro (kV).

**Artículo 29. Tolerancias para la Distorsión Armónica de tensión.** Las tolerancias admitidas para los índices de Distorsión Armónica de tensión son las siguientes:

- A. Los límites para el índice de Distorsión Armónica individual de la tensión  $j$  ( $DAIT_j$ ) se presentan en la Tabla 3.

**Tabla 3** Límites de Distorsión Armónica individual de tensión

Armónicas impares no múltiplos de 3		Armónicas impares múltiplos de 3		Armónicas pares	
Orden $j$	Límite máximo (%)	Orden $j$	Límite máximo (%)	Orden $j$	Límite máximo (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2 + 1.3 \times 25/j$				

Donde  $j$  es el número de orden de la armónica. Se debe controlar hasta la armónica de orden 40.

B. La Distorsión Armónica total de la tensión no deberá ser superior a ocho (8) por ciento.

Se considera que el índice de Distorsión Armónica de tensión total incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.

**Artículo 30. Indemnización por Distorsión Armónica de tensión.** Cuando el índice de Distorsión Armónica de tensión total supere las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica, las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a los Usuarios y Consumidores Calificados afectados por la energía suministrada en condiciones de mala calidad. La indemnización está basada en función de las desviaciones por encima de las tolerancias establecidas para los índices de Distorsión Armónica de tensión y la energía suministrada en esas condiciones.

$$DAT_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{DATT_k - Tol_{DATT}}{Tol_{DATT}} \right] + \frac{1}{3} \times \sum_{j=2}^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{DAIT_{j,k} - Tol_{DAIT,j}}{Tol_{DAIT,j}} \right]$$

Dónde:

- i.  $DAT_k$  = Distorsión Armónica de tensión penalizable por cada intervalo de medición  $k$ ;
- ii.  $DATT_k$  = Distorsión Armónica total de la tensión registrada en el intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Tol_{DATT}$  = Tolerancia para la Distorsión Armónica total de tensión;
- iv.  $DAIT_{j,k}$  = Distorsión Armónica individual correspondiente a la tensión armónica de orden  $j$ , registrada en el intervalo de medición  $k$ ;
- v.  $Tol_{DAIT,j}$  = Tolerancia para la Distorsión Armónica individual correspondiente a la tensión armónica de orden  $j$ .

Para la valorización de la energía suministrada en condiciones de mala calidad en cada intervalo de medición  $k$ , es decir aquellos intervalos con un valor de mayor que cero, se utilizarán los criterios definidos en la Tabla 4.

**Tabla 4** Criterios para calcular el valor de la energía suministrada en condiciones de mala calidad

Parámetro	Valor de la energía
$0 < DAT_k < 1$	$CENS \times DAT_k^2$
$1 \leq DAT_k$	$CENS$

La indemnización por Distorsión Armónica de tensión penalizable ( $IND_{DAT}$ ) se calcula con la expresión siguiente:

$$IND_{DAT} = CENS \times \left( \sum_{k:0 < DAT_k \leq 1} DAT_k^2 \times Erg_k + \sum_{k:1 < DAT_k} Erg_k \right)$$

Dónde:

- i.  $CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada (USD/kWh);
- ii.  $DAT_k$  = Distorsión Armónica de tensión penalizable por cada intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Erg_k$  = Energía registrada en cada intervalo de medición que supera las tolerancias establecidas (kWh).

Serán indemnizados cada uno de los Usuarios y Consumidores Calificados servidos en el PCC en donde se ha realizado la medición y se hayan superado las tolerancias establecidas, a excepción de aquellos que estén generando perturbaciones en la red, superando las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica. El valor de indemnización calculado en cada PCC deberá ser distribuido proporcionalmente a dichos usuarios tomando en cuenta la energía facturada en el período de control correspondiente.

**CAPÍTULO VIII**

**Severidad de Parpadeo**

**Artículo 31. Índice de calidad de Severidad de Parpadeo.**

La Severidad de Parpadeo será evaluada por medio del índice de flicker de corto plazo

**Artículo 32. Tolerancias para la Severidad de Parpadeo.**

Las tolerancias admitidas para el índice de Severidad de Parpadeo se presentan en la Tabla 5.

**Tabla 5** Límites de flicker en la tensión

Nivel de tensión	P <sub>st</sub>
Media tensión	1.00
Baja tensión	1.25

Se considera que el índice de Severidad de Parpadeo incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.

**Artículo 33. Indemnización por Severidad de Parpadeo.**

Las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de Severidad de Parpadeo han excedido las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica.

La indemnización está basada en función de las desviaciones por encima de la tolerancia admitida para el indicador de severidad y la energía suministrada en esas condiciones.

$$DFlik_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{st,k} - Tol_{Pst}}{Tol_{Pst}} \right]$$

Dónde:

- i.  $DFlik_k$  = Distorsión penalizable de Severidad de Parpadeo por cada intervalo de medición  $k$ ;
- ii.  $P_{st,k}$  = Índice de Severidad de Parpadeo de corto plazo, registrado en el intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Tol_{Pst}$  = Tolerancia admitida para el índice de Severidad de Parpadeo de corto plazo.

Para la valorización de la energía suministrada en condiciones de mala calidad en cada intervalo de medición  $k$ , es decir aquellos intervalos con un valor de  $DFlik_k$  mayor que cero, se utilizarán los criterios definidos en la Tabla 6.

**Tabla 6** Criterios para calcular el valor de la energía consumida en condiciones de mala calidad

Parámetro	Valor de la energía
$0 < DFlik_k < 1$	$CENS \times DFlik_k^2$
$1 \leq DFlik_k$	$CENS$

La indemnización por distorsión penalizable de Severidad de Parpadeo ( $IND_{flik}$ ) se calcula con la expresión siguiente:

$$IND_{flik} = CENS \times \left( \sum_{k:0 < DF \leq 1} DFlik_k^2 \times Erg_k + \sum_{k:1 < DF} Erg_k \right)$$

Dónde:

- i.  $CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada (USD/kWh);
- ii.  $DFlik_k$  = Distorsión penalizable de Severidad de Parpadeo por cada intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Erg_k$  = Energía registrada en cada intervalo de medición que supera las tolerancias establecidas (kWh).

Serán indemnizados cada uno de los Usuarios y Consumidores Calificados servidos en el PCC en donde se ha realizado la medición y se hayan superado las tolerancias establecidas, a excepción de aquellos que estén generando perturbaciones en la red, superando las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica. El valor de indemnización calculado en cada PCC deberá ser distribuido proporcionalmente a dichos usuarios tomando en cuenta la energía facturada en el período de control correspondiente.

**CAPÍTULO V**

**Desbalance de tensión**

**Artículo 34. Índice de calidad de desbalance de tensión.**

El índice de calidad para evaluar el desbalance de tensión en el caso de mediciones trifásicas ( $\Delta DT_k$ ), en un intervalo de medición  $k$ , es calculado mediante la expresión siguiente:

$$\Delta DT_k = \frac{V_k^-}{V_k^+} \times 100$$

Dónde:

- i.  $V_k^-$  = Magnitud del componente de tensión en secuencia negativa en el intervalo  $k$ ;
- ii.  $V_k^+$  = Magnitud del componente de tensión en secuencia positiva en el intervalo  $k$ .

**Artículo 35. Tolerancias para el desbalance de tensión.**

Las tolerancias establecidas para el **índice de** desbalance de tensión se presentan en la Tabla 7.

**Tabla 7** Límites del desbalance de tensión

Tensión	Tolerancia
Media tensión	2%
Baja tensión	3%

Se considera que el índice de desbalance de tensión incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.

**CAPÍTULO VI**

**Huecos de tensión y sobretensiones**

**Artículo 36. Monitoreo de huecos de tensión y sobretensiones.**

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener una base de datos con registros de los huecos de tensión y sobretensiones tomando como referencia la curva SEMI F47 con el fin de implementar medidas para minimizar su amplitud, duración y frecuencia, considerando para ello la clasificación siguiente:

- A. Para el caso de los huecos de tensión se considerará un umbral de detección igual al noventa (90) por ciento de la tensión nominal ( $V_n$ ) y se deberán registrar el número de eventos ocurridos durante el período de control, clasificados de acuerdo con lo establecido en la Tabla 8:

**Tabla 8** Formato para clasificación de huecos de tensión

Variación de tensión $V_n$ (%)	Duración $t$ (milisegundos)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$80 \leq V_n < 90$					
$70 \leq V_n < 80$					
$40 \leq V_n < 70$					
$5 \leq V_n < 40$					
$V_n < 5$					

B. Para el caso de las sobretensiones se considerará un umbral de detección igual al ciento diez (110) por ciento de la tensión nominal ( $V_n$ ) y se deberán registrar el número de eventos ocurridos durante el período de control, clasificados de acuerdo con lo establecido en la Tabla 9:

**Tabla 9** Formato para clasificación de sobretensiones

Variación de tensión $V_n$ (%)	Duración $t$ (milisegundos)		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$110 < V_n < 120$			
$120 \leq V_n$			

### CAPÍTULO VII

#### Variaciones de frecuencia

**Artículo 37. Índice de calidad de frecuencia.** Las Empresas Distribuidoras deberán medir y registrar mensualmente la frecuencia de la tensión de suministro. en la cabecera de los alimentadores con el mismo intervalo de medición definido para los índices penalizables de Calidad del Producto, a fin de elaborar una estadística que permita identificar los intervalos en los que la frecuencia se encuentre dentro de los intervalos descritos en la Tabla 10:

**Tabla 10** Intervalos para el registro de variaciones de frecuencia

Estado de la frecuencia	Intervalo de frecuencia (Hz)
Sub frecuencia crítica	$f < 56.4$
Sub frecuencia (-6%)	$56.4 \leq f < 59.4$
Normal ( $\pm 1\%$ )	$59.4 \leq f < 60.6$
Sobre frecuencia (+4%)	$60.6 \leq f < 62.4$
Sobre frecuencia crítica	$62.4 \leq f$

### CAPÍTULO VIII

#### Factor de Potencia

**Artículo 38. Control del factor de potencia.** El control del factor de potencia se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario o Consumidor Calificado conectado a la red de distribución durante un período de medición de un mes, registrando datos de energía activa y reactiva con el fin de determinar el valor del factor de potencia equivalente ( $FP_e$ ) mediante la expresión siguiente:

Donde:

$$FP_e = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

- i.  $EA$  = Energía activa registrada en el período de medición (kWh);
- ii.  $ER$  = Energía reactiva en el período de medición (kVARh).

El control de factor de potencia aplica a los Consumidores Calificados conectados a la red de distribución y a todos los Usuarios con excepción de los que tengan una categoría tarifaria residencial.

**Artículo 39. Valor mínimo para el factor de potencia.** Los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a la red de una Empresa Distribuidora deberán mantener un factor de potencia equivalente mensual no menor a 0.90 atrasado.

**Artículo 40. Penalización por bajo factor de potencia.** Si el factor de potencia incumple con el valor mínimo establecido en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora procederá a realizar el cálculo de la desviación de dicho parámetro, por consiguiente, el monto de la penalización correspondiente que deberá pagar el Usuario o Consumidor Calificado infractor.

La desviación del factor de potencia equivalente se calcula mediante la expresión siguiente:

$$\Delta_{FP_e} = \max[0.90 - FP_e, 0]$$

La penalización por bajo factor de potencia se calcula mediante la expresión siguiente:

$$P_{FP_e} = C_e \times \Delta_{FP_e}$$

Donde:

- i.  $P_{FP_e}$  = Penalización por bajo factor de potencia;
- ii.  $C_e$  = Cargo por energía calculado con base en la tarifa de energía aprobada por la CREE y la energía consumida por el usuario correspondiente al período de medición (HNL);
- iii.  $\Delta_{FP_e}$  = Desviación del factor de potencia equivalente.

Se exceptúa de esta regla aquellos casos debidamente justificados en cuales se identifique que el incumplimiento del valor mínimo establecido para el factor de potencia sea el resultado de haber cumplido instrucciones del ODS.

**Artículo 41. Monitoreo del factor de potencia real.** Las Empresas Distribuidoras deberán monitorear el factor de potencia real en los puntos de control con el objetivo de elaborar una estadística que permita identificar el impacto del factor de potencia real sobre otros índices de calidad del producto. Para tal fin, deberán llevar un registro de los siguientes índices:

- A. Factor de desplazamiento ( $FP_{des}$ ): coseno del ángulo entre los componentes fundamentales de tensión y corriente
- B. Factor de distorsión ( $FP_{dis}$ ): se determina mediante la expresión siguiente:

$$FP_{dis} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

Donde:

- i.  $THD_i$  = Distorsión Armónica total de la corriente.
- C. Factor de potencia real ( $FP_R$ ): producto del factor de desplazamiento y el factor de distorsión.

$$FP_R = \frac{\cos \phi_1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

**CAPÍTULO IX**

**Distorsión Armónica de corriente**

**Artículo 42. Índices de calidad de Distorsión Armónica de corriente.** Para evaluar la Distorsión Armónica de corriente se definen los índices siguientes:

- A. Distorsión Armónica individual de corriente de orden  $j$  ( $DAIC_j$ )

$$DAIC_j = \frac{I_j}{I_1} \times 100$$

- B. Distorsión Armónica total de corriente ( $DATC$ )

$$DATC = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{40} I_j^2}}{I_1} \times 100$$

- C. Distorsión de demanda total ( $TDD$ )

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{40} I_j^2}}{I_L} \times 100$$

Dónde:

- i.  $I_j$  = Magnitud de la corriente armónica de orden  $j$  (A);
- ii.  $I_1$  = Magnitud de corriente de la componente fundamental de la corriente de suministro (A);
- iii.  $I_L$  = Máxima corriente de carga (valor efectivo) de frecuencia fundamental en el PCC, se calcula como el promedio de los doce valores previos de las máximas demandas mensuales (A).

**Artículo 43. Tolerancias para la Distorsión Armónica de corriente.** Las tolerancias admitidas para los índices de Distorsión Armónica de corriente son las siguientes:

- A. Para el caso de Usuarios conectados en baja tensión, los límites para los índices de Distorsión Armónica individual de corriente y Distorsión Armónica total de corriente se presentan en la Tabla 11.

**Tabla 11** Límites de Distorsión Armónica de corriente en el PCC de los Usuarios conectados en baja tensión

Orden $j$	Usuarios con demanda máxima menor o igual a 10 kW	Usuarios con demanda máxima mayor de 10 kW
	Magnitud de corriente armónica máxima (A)	$DAIC_j$ (%)
tensión		
Armónicos impares no múltiplos de 3		
5	2.28	12.0
7	1.54	8.5
11	0.66	4.3
13	0.42	3.0
17	0.26	2.7
19	0.24	1.9
23	0.20	1.6
25	0.18	1.6
$25 <$	$4.50 / j$	$0.2 + 0.8 \times 25 / j$
Armónicos impares múltiplos de 3		
3	4.60	16.6
9	0.80	2.2
15	0.30	0.6
21	0.21	0.4
$21 <$	$4.50 / j$	0.3
Armónicos pares		
2	2.16	10.0
4	0.86	2.5
6	0.60	1.0
8	0.46	0.8
10	0.37	0.8
12	0.31	0.4
$12 <$	$3.68 / j$	0.3

B. Para el caso de Usuarios conectados en baja tensión que posean una demanda máxima mayor de 10 kW, la Distorsión Armónica total de corriente ( $DATC$ ) no deberá ser superior a veinte (20) por ciento, para Usuarios con una demanda máxima menor o igual de 10 kW no aplicará el límite en mención.

C. Para el caso de Usuarios conectados en media tensión, los límites para el índice de distorsión de demanda total ( $TDD$ ) se presentan en la Tabla 12.

**Tabla 12** Límites de Distorsión Armónica de corriente en el PCC de los Usuarios conectados en media tensión

$I_{SC}/I_L$	Armónicas impares de orden $j$ (%)					TDD (%)
	$j < 11$	$11 \leq j < 17$	$17 \leq j < 23$	$23 \leq j < 35$	$35 \leq j$	
$I_{SC}/I_L \leq 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < I_{SC}/I_L \leq 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < I_{SC}/I_L \leq 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < I_{SC}/I_L \leq 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$1000 < I_{SC}/I_L$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Dónde es la corriente máxima de cortocircuito en el PCC en amperios. Se debe controlar hasta la armónica de orden 40.

Las armónicas individuales de corriente pares están limitadas al veinticinco (25) por ciento de los límites establecidos para las armónicas impares.

De manera general, se considera que los índices de Distorsión Armónica total de corriente ( $DATC$ ) y de distorsión de demanda total ( $TDD$ ) incumplen las tolerancias establecidas cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.

**Artículo 44. Compensación por Distorsión Armónica de corriente.** Cuando la Empresa Distribuidora verifique que alguno de los Usuarios ha excedido las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica con respecto a los índices de Distorsión Armónica de corriente total o distorsión de demanda total, el Usuario deberá pagar a la Empresa Distribuidora una compensación determinada en función de la Distorsión Armónica de corriente penalizable ( $DAC_k$ ), la cual deberá evaluarse según las expresiones siguientes:

A. Para el caso de Usuarios conectados en baja tensión que posean una demanda máxima mayor de 10 kW:

$$DAC_k = \max \left[ 0, \frac{DATC_k - Tol_{DATC}}{Tol_{DATC}} \right] + \frac{1}{3} \times \sum_{j=2}^{40} \max \left[ 0, \frac{DAIC_{j,k} - Tol_{DAIC,j}}{Tol_{DAIC,j}} \right]$$

Dónde:

- i.  $DAC_k$  = Distorsión Armónica de corriente penalizable por cada intervalo de medición  $k$ ;
- ii.  $DATC_k$  = Distorsión Armónica total de la corriente registrada en el intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Tol_{DATC}$  = Tolerancia para la Distorsión Armónica total de corriente;
- iv.  $DAIC_{j,k}$  = Distorsión Armónica individual correspondiente a la corriente armónica de orden  $j$ , registrada en el intervalo de medición  $k$ ;

v.  $Tol_{DAIC,j}$  = Tolerancia para la Distorsión Armónica individual correspondiente a la corriente armónica de orden  $j$ .

B. Para el caso de Usuarios conectados en baja tensión que posean una demanda máxima menor o igual a 10 kW:

$$DAC_k = \frac{1}{3} \times \sum_{j=2}^{40} \max \left[ 0, \frac{I_{j,k} - Tol_{I,j}}{Tol_{I,j}} \right]$$

Dónde:

- i.  $DAC_k$  = Distorsión Armónica de corriente penalizable por cada intervalo de medición  $k$ ;
- ii.  $I_{j,k}$  = Magnitud de la corriente armónica de orden  $j$ , registrada en el intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Tol_{I,j}$  = Tolerancia para la corriente armónica de orden  $j$ .

C. Para el caso de Usuarios conectados en media tensión:

$$DAC_k = \max \left[ 0, \frac{TDD_k - Tol_{TDD}}{Tol_{TDD}} \right] + \frac{1}{3} \times \sum_{j=2}^{40} \max \left[ 0, \frac{DAIC_{j,k} - Tol_{DAIC,j}}{Tol_{DAIC,j}} \right]$$

Dónde:

- i.  $DAC_k$  = Distorsión Armónica de corriente penalizable por cada intervalo de medición  $k$ ;
- ii.  $TDD_k$  = Distorsión de demanda total registrada en el intervalo de medición  $k$ ;
- iii.  $Tol_{TDD}$  = Tolerancia para la distorsión de demanda total;
- iv.  $DAIC_{j,k}$  = Distorsión Armónica individual correspondiente a la corriente armónica de orden  $j$ , registrada en el intervalo de medición  $k$ ;
- v.  $Tol_{DAIC,j}$  = Tolerancia para la Distorsión Armónica individual correspondiente a la corriente armónica de orden  $j$ .

En cada intervalo de medición  $k$  donde se verifique un valor de mayor que cero, se utilizarán los criterios definidos en la Tabla 13 para la valorización de la energía suministrada

en condiciones de mala calidad para el cálculo de la compensación.

**Tabla 13** Criterios para calcular el valor de la energía suministrada en condiciones de mala calidad

Parámetro	Valor de la energía
$0 < DAC_k < 1$	$CENS \times DAC_k^2$
$1 \leq DAC_k$	$CENS$

El cálculo de la compensación del Usuario hacia la Empresa Distribuidora, por exceder los límites de Distorsión Armónica de la corriente de carga, no podrá exceder el treinta (30) por ciento del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición en la cual se determinó el incumplimiento. De no contar al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. La compensación del Usuario hacia la Empresa Distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$CI_{DAC} = \min \left[ 0.3 \times UF \times \frac{1}{T_c} \times CENS \times \left( \sum_{k:0 < DAC_k < 1} DAC_k^2 \times Erg_k + \sum_{k:1 \leq DAC_k} Erg_k \right) \right]$$

Dónde:

- i.  $CI_{DAC}$  = Compensación por incumplimiento de los límites de Distorsión Armónica de la corriente (USD);
- ii.  $UF$  = Monto promedio de las tres últimas facturas del Usuario anteriores al mes en que se efectuó la medición en la cual se verificó el incumplimiento, de no contar con al menos tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso (HNL);
- iii.  $T_c$  = Tipo de cambio correspondiente al período de control actual (HNL/USD);
- iv.  $CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada (USD/kWh);
- v.  $DAC_k$  = Distorsión Armónica de corriente penalizable por cada intervalo de medición  $k$ ;
- vi.  $Erg_k$  = Energía registrada en cada intervalo de medición que supera las tolerancias establecidas (kWh).

### TÍTULO III

#### CALIDAD TÉCNICA DEL SERVICIO

##### CAPÍTULO I

##### Disposiciones Generales

##### Artículo 45. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio.

La Calidad Técnica del Servicio se evaluará en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los Usuarios.

Para efectos del cálculo de los índices establecidos en esta Norma Técnica se considerarán todas las interrupciones, sean estas de origen interno o externo a la red de distribución, a excepción de las que tengan una duración menor o igual a tres (3) minutos, las interrupciones cuyo origen sea clasificado como caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobado y aquellas ocurridas en días de eventos mayores según se establece en la presente Norma Técnica. Sin embargo, las Empresas Distribuidoras deben registrar las interrupciones con una duración mayor a un (1) minuto y menor a tres (3) minutos, asimismo aquellas correspondientes a eventos de caso fortuito o fuerza mayor y las interrupciones ocurridas en días de evento mayor, a efectos de evaluar su incidencia en la Calidad del Servicio. Cabe mencionar que las interrupciones de un período determinado están asociadas a su hora de inicio y no de finalización.

Los índices de Calidad Técnica del Servicio deberán ser evaluados según la densidad de carga determinada para cada Usuario.

Para la evaluación de los índices de Calidad Técnica del Servicio las Empresas Distribuidoras deben contar con los sistemas informáticos establecidos en la presente Norma Técnica, de forma que se posibilite el registro de cada una de las interrupciones, su duración y los Usuarios afectados.

**Artículo 46. Período de control.** El control de la Calidad Técnica del Servicio se llevará a cabo en períodos semestrales continuos.

No obstante, la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red deberá analizarse de manera mensual por las Empresas Distribuidoras. En vista de lo anterior, las empresas deberán presentar a la CREE dicha información a más tardar el quinto (5) día hábil de cada mes a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes a cada periodo de control.

**Artículo 47. Pago de indemnizaciones.** El pago de las indemnizaciones por interrupciones del suministro de energía eléctrica será realizado a más tardar en el segundo mes posterior a la finalización de cada periodo de control.

Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los Usuarios afectados. En aquellos casos en que el monto por compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en las siguientes facturas hasta retribuir el total.

**Artículo 48. Interrupciones monofásicas en baja tensión.** De producirse interrupciones monofásicas en baja tensión y en el caso de que la Empresa Distribuidora no cuente con la vinculación Usuario-Red que permita identificar la fase real a la cual se halla relacionado cada uno de ellos, se considerará a los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucran a la totalidad de los Usuarios asociados a la red afectada, independientemente de la fase a la que se hallen conectados.

**Artículo 49. Interrupciones externas.** El procedimiento para la determinación y pago de las indemnizaciones provocadas por interrupciones externas a las redes de distribución será definido en la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión. No obstante, el ODS será el encargado de establecer el origen de las fallas externas a las redes de distribución. En caso de discrepancias sobre la decisión del ODS, será la CREE, con base en la información suministrada por las partes

involucradas quien determinará la responsabilidad del pago de las indemnizaciones.

## CAPÍTULO II

### Control de la Calidad Técnica del Servicio

**Artículo 50. Índices de Calidad Técnica del Servicio.** Para evaluar la Calidad Técnica del Servicio brindada por una Empresa Distribuidora durante un periodo de control se definen **índices** que deberán ser calculados de manera mensual con una integración semestral.

#### A. Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)

$$FIU = \sum_{i=1}^n I_u(i)$$

Donde:

- i.  $I_u(i)$  = Interrupción  $i$  que afectó al Usuario  $u$ ;
- ii.  $n$  = Cantidad total de interrupciones que sufrió el Usuario  $u$ .

#### B. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

$$TIU = \sum_{i=1}^n T_u(i)$$

Donde:

- i.  $T_u(i)$  = Duración de la interrupción  $i$  que afectó al Usuario  $u$  (h);
- ii.  $n$  = Cantidad total de interrupciones que sufrió el Usuario  $u$ .

**Artículo 51. Índices globales de frecuencia y tiempo medio.**

Los índices de frecuencia media de interrupción por Usuarios (SAIFI) y tiempo medio de interrupción por Usuario (SAIDI) serán utilizados para evaluar el cumplimiento del sendero de mejora de la Calidad del Servicio, así como para definir los factores de ajuste para las indemnizaciones de Calidad Técnica del Servicio descritos en la presente Norma Técnica. Estos índices serán calculados de manera diaria con una integración semestral para cada alimentador según su zona típica de

distribución, mediante la expresión siguiente:

A. Frecuencia media de interrupción por Usuario (SAIFI)

$$SAIFI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i}}{UT_a}$$

Donde:

- i.  $U_{a,i}$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$  afectados por la interrupción  $i$ ;
- ii.  $UT_a$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$  al final del período de control;
- iii.  $n$  = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

B. Tiempo medio de interrupción por Usuario calculado por alimentador ( $SAIDI_a$ )

$$SAIDI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_a}$$

Donde:

- i.  $U_{a,i}$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$  afectados por la interrupción  $i$ ;
- ii.  $T_i$  = Duración de la interrupción  $i$  (h);
- iii.  $UT_a$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$  al final del período de control;
- iv.  $n$  = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

**Artículo 52. Día de evento mayor.** Cualquier día en el cual el valor SAIDI diario del sistema supere el valor umbral ( $T_{MED}$ ) será reportado como un día de evento mayor. El  $T_{MED}$  será calculado al final de cada período de control para ser utilizado durante el siguiente período de control mediante la expresión descrita a continuación:

$$T_{MED} = e^{\alpha+2.5\beta}$$

Donde:

- i.  $\alpha$  = Promedio de los logaritmos naturales de los valores SAIDI diarios;
- ii.  $\beta$  = Desviación estándar de los logaritmos naturales de los valores SAIDI diarios.

Para el cálculo del se deben tener las consideraciones siguientes:

- A. Se registrarán los valores de SAIDI diario de los cinco (5) años previos al inicio de cada período de control;
- B. No se incluirán los días en que no se reportaron interrupciones o aquellos días con SAIDI igual a cero;
- C. Toda interrupción que comprenda múltiples días será contabilizada solamente en el día en que inició.

El SAIDI diario del sistema ( $SAIDI_{sist}$ ) se calculará mediante la expresión siguiente:

$$SAIDI_{sist} = \frac{\sum_i^n U_i \times T_i}{UT_{sist}}$$

Donde:

- i.  $U_i$  = Número de Usuarios afectados por la interrupción  $i$ ;
- ii.  $T_i$  = Duración de la interrupción  $i$  (h);
- iii.  $UT_{sist}$  = Número de Usuarios conectados en el sistema  $sist$  al final del período de control;
- iv.  $n$  = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

**Artículo 53. Tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio.** Las tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio son:

Tabla 14 Tolerancias establecidas para los índices de Calidad Técnica del Servicio

Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	Densidad de carga baja
FIU <sub>MT</sub>	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6
FIU <sub>BT</sub>	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
TIU <sub>MT</sub>	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10	10
TIU <sub>BT</sub>	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12	12

**CAPÍTULO III**

**Sendero de Calidad Técnica del Servicio**

**Artículo 54. Sendero de calidad.** Se calcularán senderos de calidad para cada índice individual de Calidad Técnica del Servicio con el fin de definir una trayectoria de reducción semestral a aplicar en el monto de las indemnizaciones que las Empresas Distribuidoras deberán pagar cuando los índices globales por alimentador excedan los indicadores en dichos senderos y los índices individuales superen las tolerancias establecidas en esta Norma Técnica.

**Artículo 55. Cálculo del sendero de calidad.** Los valores iniciales y finales de los senderos de calidad se calcularán de la manera siguiente:

El valor inicial para el indicador de frecuencia:

$$VI_{frec,a} = \frac{\sum SAIFI_{a,p}}{P}$$

i.  $VI_{frec,a}$  = Valor inicial del sendero de calidad correspondiente al indicador de frecuencia evaluado en el alimentador  $a$ ;

- ii.  $SAIFI_{a,p}$  = Índice SAIFI obtenido al evaluar los datos históricos del alimentador  $a$  en el período de control histórico  $p$ ;
- iii.  $P$  = Cantidad total de períodos de control históricos evaluados.

El valor inicial para el indicador de duración:

$$VI_{dur,a} = \frac{\sum SAIDI_{a,p}}{P}$$

- i.  $VI_{dur,a}$  = Valor inicial del sendero de calidad correspondiente al indicador de duración evaluado en el alimentador  $a$  (h);
- ii.  $SAIDI_{a,p}$  = Índice SAIDI obtenido al evaluar los datos históricos del alimentador  $a$  en el período de control histórico  $p$  (h);
- iii.  $P$  = Cantidad total de períodos de control históricos evaluados.

El valor final para el indicador de frecuencia:

$$VF_{frec,a} = \frac{\sum_t^T \sum_d^D UT_{t,d,a} \times VF_{FIU,t,d}}{UT_a}$$

- i.  $VF_{frec,a}$  = Valor final del sendero de calidad correspondiente al indicador de frecuencia evaluado en el alimentador  $a$ ;
- ii.  $UT_{t,d,a}$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$  asociados a un nivel de tensión  $t$  y densidad de carga  $d$ ;
- iii.  $VF_{FIU,t,d}$  = Límite establecido para la tolerancia del índice  $FIU$  para el nivel de tensión  $t$  y densidad de carga  $d$ ;
- iv.  $UT_a$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$ ;
- v.  $t$  = Baja o media tensión;
- vi.  $d$  = Densidad de carga alta, media o baja.

El valor final para el indicador de duración:

$$VF_{dur,a} = \frac{\sum_t^T \sum_d^D UT_{t,d,a} \times VF_{FIU,t,d}}{UT_a}$$

- i.  $VF_{dur,a}$  = Valor final del sendero de calidad correspondiente al indicador de duración evaluado en el alimentador  $a$ ;
- ii.  $UT_{t,d,a}$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$  asociados a un nivel de tensión  $t$  y densidad de carga  $d$ ;
- iii.  $VF_{FIU,t,d}$  = Límite establecido para la tolerancia del índice  $TIU$  para el nivel de tensión  $t$  y densidad de carga  $d$ ;
- iv.  $UT_a$  = Número de Usuarios conectados en el alimentador  $a$ ;
- v.  $t$  = Baja o media tensión;
- vi.  $d$  = Densidad de carga alta, media o baja.

Luego se calculará la reducción semestral:

$$FA_{i,a} = \left( \frac{VF_{i,a}}{VI_{i,a}} \right)^{\frac{1}{S-1}} - 1$$

- i.  $FA_{i,a}$  = Factor de ajuste del índice de calidad evaluado en el alimentador  $a$ ;
- ii.  $VF_{i,a}$  = Valor final del sendero de calidad del índice de calidad  $i$  para el alimentador  $a$ ;
- iii.  $VI_{i,a}$  = Valor inicial del sendero de calidad del índice de calidad  $i$  para el alimentador  $a$ ;
- iv.  $S$  = Cantidad total de períodos de control semestrales;
- v.  $i$  = Indicador de frecuencia o duración, según corresponda.

Por último, se calculará el valor de la trayectoria de reducción para cada semestre del sendero de calidad utilizando la expresión siguiente:

$$V_{i,a,s} = V_{i,a,s-1} \times (1 + FA_{i,a})$$

- i.  $V_{i,a,s}$  = Valor del sendero de calidad del índice de calidad  $i$  para el alimentador  $a$  evaluado en el período de control  $s$ , el valor del sendero para el primer período será igual al valor inicial;
- ii.  $V_{i,a,s-1}$  = Valor del sendero de calidad del índice de calidad  $i$  para el alimentador  $a$  evaluado en el período de control  $s-1$ ;
- iii.  $FA_{i,a}$  = Factor de ajuste del índice de calidad de calidad  $i$  evaluado en el alimentador  $a$ ;
- iv.  $i$  = Indicador de frecuencia o duración, según corresponda.

Si el valor inicial del índice de frecuencia o duración fuera menor a la tolerancia establecida para el índice  $FIU_{MT}$  y  $TIU_{MT}$  correspondientemente, el valor del sendero para cada periodo de control asociado a ese índice será igual al valor final calculado con base en el procedimiento descrito en el presente artículo.

#### CAPÍTULO IV

##### Indemnizaciones por Calidad Técnica del Servicio

**Artículo 56. Indemnización por Calidad Técnica del Servicio.** La indemnización por una deficiente Calidad Técnica del Servicio que la Empresa Distribuidora debe pagar a cada Usuario al final del periodo de control será calculada según la densidad de carga del alimentador al cual está conectado mediante la expresión siguiente:

$$IND_{u,s} = CENS \times FI_{a,s} \times \max[ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}]$$

Dónde:

- i.  $IND_{u,s}$  = Indemnización por pagar al Usuario  $u$  para el periodo de control (USD);
- ii.  $CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada (USD/kWh);
- iii.  $FI_{a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el periodo de control;
- iv.  $ENS_{TIU,u,s}$  = Energía no Suministrada del Usuario  $u$  durante el periodo de control  $s$  calculada con base en el índice  $TIU$  (kWh);
- v.  $ENS_{FIU,u,s}$  = Energía no Suministrada del Usuario  $u$  durante el periodo de control  $s$  calculada con base en el índice  $FIU$  (kWh).

El factor de indemnización  $FI_{a,s}$  se calcula mediante la expresión siguiente:

$$FI_{a,s} = \max[FI_{dur,a,s}, FI_{frec,a,s}]$$

$$FI_{dur,a,s} = \max \left[ \max \left[ \frac{SAIDI_{a,s}}{V_{dur,a,s}}, 1 \right] - 1, 0 \right]$$

$$FI_{frec,a,s} = \max \left[ \max \left[ \frac{SAIFI_{a,s}}{V_{frec,a,s}}, 1 \right] - 1, 0 \right]$$

Donde:

- i.  $FI_{a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el periodo de control  $s$ ;
- ii.  $FI_{dur,a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el periodo de control  $s$  correspondiente al indicador de duración;
- iii.  $FI_{frec,a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el periodo de control  $s$  correspondiente al indicador de frecuencia;
- iv.  $SAIDI_{a,s}$  = Índice global real de duración del alimentador  $a$  para el periodo de control  $s$ ;
- v.  $V_{dur,a,s}$  = Valor del sendero de calidad del indicador de duración para el alimentador  $a$  evaluado en el periodo de control  $s$ ;
- vi.  $SAIFI_{a,s}$  = Índice global real de frecuencia del alimentador  $a$  para el periodo de control  $s$ ;
- vii.  $V_{frec,a,s}$  = Valor del sendero de calidad del indicador de frecuencia para el alimentador  $a$  evaluado en el periodo de control  $s$ .

La ENS por TIU se calcula mediante la expresión siguiente:

$$ENS_{TIU,u,s} = \max \left[ E_{fact_{u,s}} \times \frac{TIU_{u,s} - VF_{TIU}}{4380}, 0 \right]$$

- i.  $ENS_{TIU,u,s}$  = Energía no Suministrada del Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  calculada con base en el índice TIU (kWh);
- ii.  $E_{fact_{u,s}}$  = Energía facturada al Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  (kWh);
- iii.  $TIU_{u,s}$  = Tiempo de interrupción que afectó al Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  (h);
- iv.  $VF_{TIU}$  = Límite establecido para la tolerancia del índice TIU para el nivel de tensión y densidad de carga correspondiente (h).

La ENS por FIU se calcula mediante la expresión siguiente:

$$ENS_{FIU,u,s} = \max \left[ E_{fact_{u,s}} \times \frac{(FIU_{u,s} - VF_{FIU}) \times TIU_{u,s}}{FIU_{u,s} \times 4380}, 0 \right]$$

- i.  $ENS_{FIU,u,s}$  = Energía no Suministrada del Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  calculada con base en el índice FIU (kWh);
- ii.  $E_{fact_{u,s}}$  = Energía facturada al Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  (kWh);
- v.  $FIU_{u,s}$  = Frecuencia de interrupción que afectó al Usuario  $u$  durante el período de control  $s$ ;
- iii.  $VF_{FIU}$  = Límite establecido para la tolerancia del índice FIU para el nivel de tensión y densidad de carga correspondiente;
- iv.  $TIU_{u,s}$  = Tiempo de interrupción que afectó al Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  (h).

## CAPÍTULO V

### Notificación de interrupciones programadas y de larga duración

**Artículo 57. Interrupciones programadas.** Son aquellas interrupciones programadas por las Empresas Distribuidoras para mantenimiento o para actividades de construcción. Las Empresas Distribuidoras deberán informar sobre estas interrupciones a los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red que serán afectados debido a la interrupción, asimismo, deberán informar también al suministrador del servicio de energía eléctrica del Agente del MEN. La comunicación debe cumplir con lo siguiente:

- A. Se debe informar con una anticipación de al menos cuarenta y ocho (48) horas previo al inicio de la interrupción programada.
- B. La comunicación debe realizarse a través de la página web oficial de las Empresas Distribuidoras, así como en al menos dos (2) medios de comunicación adicionales, entre los cuales deben considerarse:
  - i. Periódicos impresos de mayor circulación en la zona donde se producirá la interrupción programada.
  - ii. Redes sociales de la Empresa Distribuidora.
  - iii. Correo electrónico, mensaje de texto o llamada telefónica a cada afectado.
  - iv. Aviso escrito entregado en el punto de suministro de cada afectado.

En caso de suspender, postergar o modificar una interrupción programada que ha sido informada a los afectados, la Empresa Distribuidora deberá comunicar los cambios en la programación con una anticipación mínima de ocho (8) horas previo a la hora de inicio establecida inicialmente para la interrupción programada. Dicha disposición no aplica en los casos que existan riesgos a la seguridad e integridad de las personas o instalaciones.

**Artículo 58. Interrupciones de larga duración.** Son aquellas interrupciones con una duración igual o mayor a veinticuatro (24) horas. Las Empresas Distribuidoras deberán presentar a la CREE un informe dentro de los dos (2) días calendario siguientes de haber finalizado la interrupción. El informe deberá indicar como mínimo las causas, consecuencias, duración de la interrupción, zonas afectadas, descripción de Usuarios afectados, medidas correctivas propuestas y realizadas a fin de evitar o reducir la ocurrencia de este tipo de interrupciones, así como el cálculo de la ENS y el monto de las indemnizaciones a pagar a los Usuarios afectados por dicha interrupción.

#### TÍTULO IV

### CALIDAD COMERCIAL DEL SERVICIO

#### CAPÍTULO I

#### Disposiciones Generales

**Artículo 59. Alcance.** El presente Título establece las disposiciones para la evaluación de la Calidad Comercial del

Servicio brindado por las Empresas Distribuidoras, con el fin de garantizar al Usuario una atención oportuna, expedita, adecuada e integral a sus requerimientos, quejas o reclamos según los estándares definidos en esta Norma Técnica en condiciones de normalidad de prestación del servicio. A efectos de evaluar convenientemente la Calidad Comercial del Servicio a lo largo del período de control, se evaluarán los aspectos siguientes:

- A. Calidad de la gestión comercial: Parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios en forma global.
- B. Calidad de la atención al Usuario: Parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios en forma individual.

#### **Artículo 60. Control de la Calidad Comercial del Servicio.**

El control de la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención al Usuario se hará mediante el sistema de control de solicitudes y reclamos, no obstante, la CREE podrá establecer otros medios si lo considera conveniente.

**Artículo 61. Período de control.** El control de la Calidad Comercial del Servicio se llevará a cabo en períodos anuales para la gestión comercial y períodos semestrales para la atención al Usuario. Las Empresas Distribuidoras deberán presentar al final de cada período de control la información

de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red. Este dato será utilizado en el siguiente período de control a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes.

**Artículo 62. Pago de compensaciones.** Las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios en función de las disposiciones establecidas en la presente Norma Técnica por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio. No se deben considerar eventos por causas no imputables a la Empresa Distribuidora y que sean clasificados como eventos de caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados.

Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los Usuarios afectados en el segundo mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente mes de facturación.

Independientemente del pago de las compensaciones, las Empresas Distribuidoras deberán tomar las medidas necesarias para la corrección de la mala Calidad Comercial del Servicio.

**Artículo 63. Canales de atención al Usuario.** Los canales de atención son todos los medios que las Empresas Distribuidoras ponen a disposición de sus Usuarios para recibir sus reclamos,

consultas, solicitudes u otros requerimientos. Los canales de atención pueden ser:

- A. Presenciales, como ser centros de atención al cliente o centros de pago.
- B. Web, corresponde a formularios, enlaces o accesos habilitados a través de los sitios corporativos de las Empresas Distribuidoras.
- C. Centros de atención telefónico o call-center.
- D. Correo electrónico que permita un contacto directo con las Empresas Distribuidoras.
- E. Redes sociales, que permitan a los clientes interactuar con las Empresas Distribuidoras.
- F. Otro medio habilitado para el ingreso de reclamos, quejas, solicitudes u otros requerimientos.

Centros de atención telefónicos o call-center. Toda Empresa Distribuidora debe tener un sistema de atención telefónico o call-center para atender a sus Usuarios. La atención se debe realizar ininterrumpidamente, las 24 horas del día, incluyendo domingos y feriados.

## CAPÍTULO II

### Gestión Comercial

**Artículo 64. Índices comparativos de la gestión comercial.**

Se definen los siguientes indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

A. Indicador de eficiencia del servicio comercial:

$$I_{eff} = \frac{RR}{RI} \times 100$$

Dónde:

- i.  $RR$  = Cantidad de reclamos resueltos;
- ii.  $RI$  = Cantidad de reclamos recibidos.

B. Indicador de eficacia del servicio comercial:

$$I_{efc} = \left(1 - \frac{RRPS}{RR}\right) \times 100$$

Dónde:

- i.  $RRPS$  = Cantidad de reclamos resueltos y que luego hayan sido presentados a la CREE durante el periodo de control;
- ii.  $RR$  = Cantidad de reclamos resueltos.

C. Indicador de oportunidad del servicio comercial:

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100$$

Dónde:

- i.  $RRP$  = Cantidad de reclamos resueltos durante el plazo máximo establecido;
- ii.  $RR$  = Cantidad de reclamos resueltos.

**Artículo 65. Índices sancionables de calidad de la gestión comercial.** Para evaluar la calidad de la gestión comercial brindada por una Empresa Distribuidora a sus Usuarios se definen los índices siguientes:

A. Indicador de reclamos (IRC):

$$IRC = \frac{RP}{U} \times 100$$

Dónde:

- i.  $RP$  = Cantidad de reclamos recibidos y procedentes;
- ii.  $U$  = Cantidad de Usuarios de la Empresa Distribuidora al final del período de control.

B. Tiempo promedio de resolución (TPR):

$$TPR = \frac{\sum Ta_i}{RR}$$

Dónde:

- i.  $Ta_i$  = Tiempo en el cual se resolvió el reclamo  $i$  (día). Este es la diferencia de tiempo entre el momento en que la Empresa Distribuidora recibe un reclamo, queja o consulta y el momento en que realiza la acción correctiva o entrega la respuesta solicitada según corresponda. Si un reclamo es resuelto en el mismo día que se presentó, el tiempo de resolución será de cero días.
- ii.  $RR$  = Cantidad de reclamos de tipo comercial y por inconformidad de cuentas que hayan sido resueltos, o en general aquellos reclamos asociados a los aspectos de facturación, conexión, cobros y aplicación de tarifas.

C. Porcentaje de facturación promediada (PFP):

$$PFP = \frac{F_P}{F_T} \times 100$$

Dónde:

- i.  $F_P$  = Cantidad de facturas emitidas con consumos promediados;
- ii.  $F_T$  = Cantidad de facturas emitidas.

D. Falta de notificación por interrupción programada (FNIP):

$$FNIP = \frac{IP_{48}}{IP} \times 100$$

- i.  $IP_{48}$  = Cantidad de interrupciones programadas no notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción;
- ii.  $IP$  = Cantidad de interrupciones programadas por la Empresa Distribuidora.

**Artículo 66. Tolerancias en la calidad de la gestión comercial.** Las tolerancias admitidas para los índices de calidad de la gestión comercial se exponen a continuación en la Tabla 15.

**Tabla 15** Tolerancias en la calidad de la Gestión Comercial

Índice	Tolerancia
Indicador de reclamos (IRC)	5 %
Tiempo promedio de resolución (TPR)	10 días
Porcentaje de facturación estimada (PFE)	5 %
Falta de notificación por interrupción programada (FNIP)	2 %

**Artículo 67.- Indemnización por calidad de la gestión comercial.** Cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los **índices sancionables** de calidad de gestión comercial descritos en la Tabla 15, las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus Usuarios activos al final del período de control.

El factor de indemnización global por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido para cada índice se calculará en función del número de Usuarios activos de la

Empresa Distribuidora al final del período de control, como se expone a continuación en la Tabla 16.

**Tabla 16** Factor de indemnización por cada punto porcentual de alejamiento al límite

Número de Usuarios	Factor de indemnización global (FIG)
Hasta 100,000	1.5%
De 100,001 hasta 300,000	1.3%
De 300,001 hasta 400,000	1.1%
Más de 400,000	0.8%

El monto de las indemnizaciones  $MI_g$  para cada índice de calidad de la gestión comercial se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_g = \left( \sum_g Desv_g \times FIG_g \right) \times CAU$$

Dónde:

- i.  $FIG_g$  = Factor de indemnización global (%);
- ii.  $CAU$  = Costo de atención a Usuarios aprobado por la CREE en el proceso de cálculo del VAD que será ajustado anualmente por la CREE tomando en cuenta el Indicador de Precios al Consumidor (USD);
- iii.  $Desv_g$  = Desviación porcentual del índice de calidad  $g$  con respecto a la tolerancia establecida.

El monto total de indemnización global se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_{GT} = \sum_{g=1}^n MI_g$$

Dónde:

- i.  $MI_g$  = Monto de la indemnización para el índice de calidad  $g$  (USD).

El monto por compensar a cada uno de sus Usuarios será el resultante de dividir el monto total de indemnización global

entre el total de los Usuarios activos al final del período de control.

### CAPÍTULO III

#### Atención al Usuario

#### Artículo 68. Índice de cantidad de facturas promediadas.

La Empresa Distribuidora no podrá emitir más de dos (2) facturas con consumo promediado a un Usuario durante cada período de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.

#### Artículo 69. Compensación individual por facturas promediadas.

Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$PEN_{EMF} = 0.1 \times N_F \times F_{PC}$$

Dónde:

- i.  $CIEMF$  = Compensación individual por facturas promediadas (HNL);
- ii.  $N_F$  = Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control;
- iii.  $F_{PC}$  = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control (HNL).

En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control.

### TÍTULO V

#### SISTEMAS DE INFORMACIÓN PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

### CAPÍTULO I

#### Disposiciones Generales

#### Artículo 70. Sistemas de información requeridos.

Las Empresas Distribuidoras, por medio de sistemas de información, deberán establecer los procedimientos, controles y mecanismos de supervisión que garanticen la recopilación de los datos necesarios para la determinación y evaluación de los índices de calidad establecidos en la presente Norma Técnica. Los sistemas de información requeridos para el cumplimiento de las disposiciones establecidas en esta norma son los siguientes:

- A. Sistema de gestión de la Calidad del Servicio;
- B. Sistema comercial;
- C. Sistema de vinculación Usuario-Red;
- D. Sistema de monitoreo de la Calidad del Producto;
- E. Registro de maniobras; y,
- F. Sistema de control de solicitudes y reclamos administrativos.

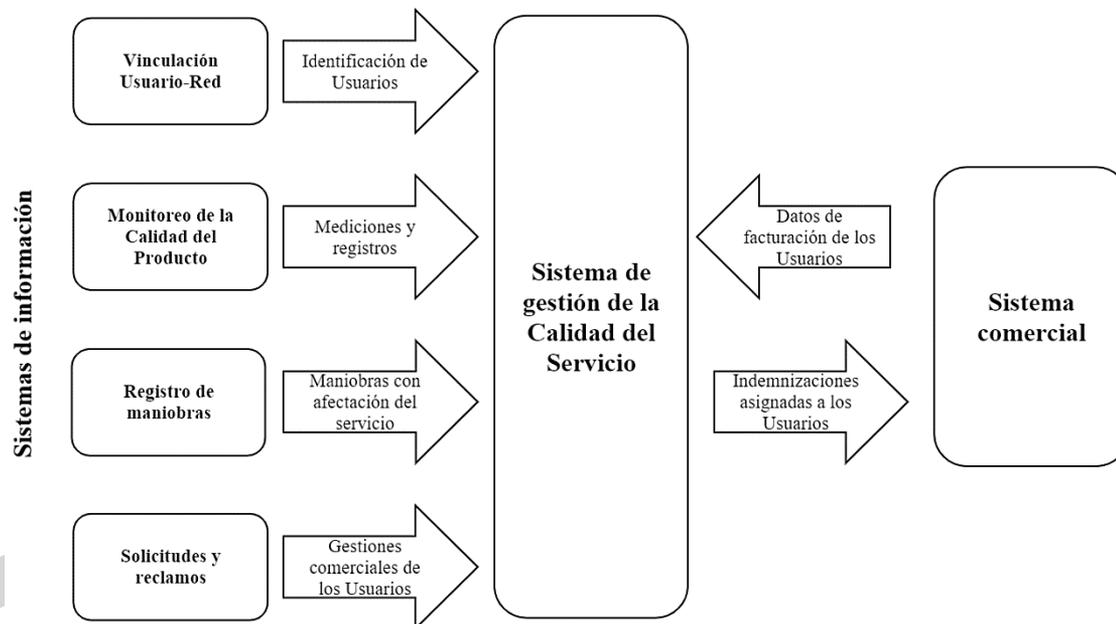


Figura 1 Esquema de sistemas de información

**Artículo 71. Evaluación de índices de calidad.** Las Empresas Distribuidoras realizarán la evaluación de los índices de la Calidad del Servicio en su zona de operación a través de un sistema de gestión de la Calidad del Servicio. Dicho sistema servirá para gestionar la información recolectada mediante los sistemas de información descritos en la presente Norma Técnica, así como para calcular los índices de calidad y finalmente, determinar y asignar las indemnizaciones correspondientes a los Usuarios cuando se hayan transgredido las tolerancias establecidas en esta norma.

**Artículo 72. Periodo de almacenamiento de información.**

Las Empresas Distribuidoras deben mantener un archivo con todos los registros históricos de los parámetros medidos y con la información procesada sobre la Calidad del Servicio, por un período no menor a cinco (5) años. Las

Empresas Distribuidoras podrán implementar mecanismos descentralizados de almacenamiento de información, con la finalidad de garantizar el respaldo de la información.

**Artículo 73. Seguridad de la información.**

Las Empresas Distribuidoras deberán implementar un sistema de gestión de la seguridad de la información para proteger los sistemas de información frente a las distintas amenazas a las que puedan estar expuestos. Dicho sistema de gestión deberá establecerse por medio de criterios generales y sistematizados de acuerdo con lo establecido en la Norma ISO 27001 – Gestión de Seguridad de la Información, o el instrumento que la reemplace.

**Artículo 74. Certificación de los procesos de gestión.**

Las Empresas Distribuidoras deberán certificar los procesos de

gestión asociados a los sistemas de información descritos en el presente título, conforme a las normas de la serie ISO 9000, durante el plazo establecido en las etapas de aplicación definidas en la presente Norma Técnica. Luego de haber obtenido dicha certificación, cada tres (3) años las Empresas Distribuidoras deberán efectuar una auditoría externa al proceso de gestión en mención y remitir los resultados a la CREE a más tardar el 15 de junio de cada año, según corresponda.

**Artículo 75. Transferencia de información.** La totalidad de la información obtenida sobre la Calidad del Servicio debe ser enviada a la CREE, en los plazos y por los medios y formas que se establecen en la presente Norma Técnica.

**Artículo 76. Entrega de informes de la Calidad del Servicio.** Dentro de los primeros treinta (30) días de finalizado cada período de control las Empresas Distribuidoras deben entregar a la CREE un informe sobre la Calidad del Servicio obtenido durante dicho período. Dichos informes deberán contener como mínimo lo siguiente:

- A. Resumen de los índices de la Calidad del Servicio obtenidos durante el período de control.
- B. Resumen que describa de manera general la evaluación y control de calidad, así como todos los trabajos realizados para fortalecer y mejorar la Calidad del Servicio durante el período de control. Dicho resumen deberá contener los valores totales de las

indemnizaciones pagadas a los Usuarios afectados por mala Calidad del Servicio.

Los informes deberán ser acompañados de una declaración jurada autenticada firmada por el representante legal de la Empresa Distribuidora, donde éste certifique la veracidad de la información suministrada. Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la CREE la información proveniente de los sistemas de información que sea requerida para validar los cálculos de índices e indemnizaciones correspondientes, por medio del canal definido por la CREE para tal fin.

## CAPÍTULO II

### Sistema de vinculación Usuario-Red

**Artículo 77. Objetivo del sistema de vinculación Usuario-Red.** Las Empresas Distribuidoras deberán contar con una representación de sus redes en forma de una base de datos georreferenciados, con la ubicación y longitud de cada segmento de línea, tanto de media como de baja tensión, transformadores de distribución y puntos de conexión con Usuarios y Consumidores Calificados. De manera general, el sistema de vinculación de Usuario-Red tiene por objeto:

- A. Identificar los diferentes componentes de la red eléctrica de distribución, con la debida vinculación topológica y geográfica con cada uno de los Usuarios;
- B. Identificar los Usuarios servidos aguas abajo de un determinado punto de la red de distribución.

**Artículo 78. Requisitos del sistema de vinculación Usuario-**

**Red.** Las Empresas Distribuidoras deberán implementar un sistema de vinculación de Usuario-Red, que sea auditable y que permita al menos lo siguiente:

- A. Contener información apropiada que permita que los diferentes componentes de la red puedan ser ubicados fácil y claramente por el personal técnico para efectos de manejo, localización de perturbaciones, adecuación de cargas, desarrollo de estudios eléctricos, simulaciones en la red y valorizaciones de la misma.
- B. Permitir la plena identificación del Usuario y equipamiento eléctrico dentro de la red (por región geográfica, zona de calidad, subestación, circuito, fase, dispositivo de protección, centro de transformación y punto de conexión o suministro).
- C. Identificar los dispositivos de protección.
- D. Identificar los centros de transformación.
- E. Identificar los Usuarios conectados a la red en media tensión.
- F. Identificar los Usuarios conectados a la red en baja tensión.
- G. Identificar los Consumidores Calificados conectados en la red de distribución.
- H. Determinar los puntos de control requeridos para el control de la Calidad del Producto.
- I. Vincular los Usuarios con cada centro de transformación.

- J. Asociar la potencia instalada con cada dispositivo de maniobra, consecuentemente, determinar la ENS asociada con cada interrupción.
- K. Relacionar con cada dispositivo de maniobra, el número de centros de transformación, Usuarios y Consumidores Calificados afectados por una operación.
- L. Proporcionar información del tipo de servicio suministrado y la categoría tarifaria aplicable a cada Usuario.
- M. Implementación de procedimientos y mecanismos para la recopilación y transferencia de información requeridos por la CREE.
- N. Facilitar la realización de auditorías de funcionamiento del sistema.

Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán tener identificadas las curvas de demanda típicas de las diferentes categorías tarifarias, de igual forma deberán conocer el consumo mensual de energía y la potencia máxima mensual facturada de los Usuarios a lo largo del año, según corresponda.

**CAPÍTULO III****Sistema de Monitoreo de la Calidad del Producto**

**Artículo 79. Monitoreo de la Calidad del Producto.** La Calidad del Producto brindado por las Empresas Distribuidoras y la incidencia de los Usuarios y Consumidores Calificados en

la Calidad del Producto será controlado y evaluado mediante el sistema monitoreo de la Calidad del Producto, el cual será supervisado por la CREE. Dicho sistema estará conformado por las instalaciones, sistemas de medición instalados en la red de distribución y equipos de medición móviles que permitan medir, registrar, transmitir y almacenar la información sobre los distintos parámetros de control, energía entregada por intervalo de medición y otros datos relevantes para el monitoreo y control de la Calidad del Producto.

**Artículo 80. Precisión de los equipos de medición.** Los equipos de medición y analizadores de red que se implementen para cumplir con las exigencias establecidas para la evaluación de la Calidad del Producto deberán cumplir con la Norma IEC 61000-4-30, segunda (2°) edición clase A y S, o el instrumento que la reemplace.

En casos justificados y autorizados por la CREE, las Empresas Distribuidoras podrán implementar equipos de menor precisión a las exigidas en el presente artículo.

**Artículo 81. Sistema de comunicación.** Los sistemas de medición, en caso de los equipos de medición fijos, deberán permitir la adquisición de los datos de medición de forma remota. Para ello deberán contar con sistemas de comunicación que permitan la consulta de datos a través de protocolos de comunicación permitidos por parte de los concentradores de medición y registros de la Empresa Distribuidora.

**Artículo 82. Sincronización del sistema.** La referencia de tiempo de los sistemas de medición será con su reloj interno, independiente de la frecuencia de la red, además deberán permitir la sincronización con GPS y formato IRIG-B local o remotamente, siempre y cuando la latencia de las comunicaciones sea inferior a 5 segundos. El tiempo del reloj de cada equipo de medición corresponderá a la hora oficial de Honduras.

**Artículo 83. Transductores.** Las mediciones en media tensión se efectuarán con transductores de tensión que entreguen una respuesta de frecuencia plana, en el rango cero a tres mil ciclos por segundo. Del mismo modo, las mediciones de tensión en baja tensión que ocupen transductores de tensión externos al equipo de medición deberán también entregar una respuesta de frecuencia plana en el rango cero a tres mil ciclos por segundo, al igual que las mediciones de corriente que requieran transductores de corriente externos al equipo de medición. La clase de precisión de los transductores será igual o mejor que las de los equipos de medición.

La clase de precisión de los transductores de medida por utilizar deberá ser acorde a las características del instrumento de medición. Los transductores de tensión que se podrán utilizar serán:

- A. Divisor de tensión resistivo para tensiones menores a 1 kV;

B. Divisor de tensión capacitivo para cualquier nivel de tensión.

**Artículo 84. Control de la Calidad del Producto.** Las Empresas Distribuidoras deberán realizar el control de la Calidad del Producto mediante mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al nivel de tensión de los Usuarios, llevadas a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la CREE.

La muestra mensual debe garantizar, como mínimo, la siguiente cantidad de puntos de control con base en la totalidad de Usuarios conectados en baja tensión:

**Tabla 17** Puntos de control requeridos para Usuarios conectados en baja tensión

Usuarios conectados en baja tensión	Puntos de control requeridos
Entre 1 a 10,000	5
Entre 10,000 a 50,000	25
Entre 50,000 a 100,000	50
Mayor a 100,000	50 más el 0.005% del total de Usuarios de baja tensión

La muestra mensual debe garantizar, como mínimo, la siguiente cantidad de mediciones con base en la totalidad de Usuarios conectados en media tensión:

**Tabla 18** Puntos de control requeridos para Usuarios conectados en media tensión

Usuarios conectados en media tensión	Puntos de control requeridos
Entre 1 a 100	1
Entre 100 a 300	3
Entre 300 a 500	5
Mayor a 500	7

La CREE presentará a la Empresa Distribuidora los puntos de control seleccionados aleatoriamente, los cuales deberán garantizar un mayor porcentaje de registros válidos, para tal fin tomará en consideración lo siguiente:

- A. Exclusión de aquellos puntos que serán afectados por mantenimientos programados durante el período de medición;
- B. Mediciones que en períodos de control anteriores incumplieron las tolerancias establecidas en la presente norma;
- C. Puntos de control utilizados en períodos de control anteriores con un alto porcentaje de registros inválidos; y,
- D. Solicitudes de los Usuarios para la verificación del control de calidad en sus instalaciones.

**Artículo 85. Equipos de medición en cabecera de circuitos.**

Las Empresas Distribuidoras deberán disponer de los equipos necesarios para realizar mediciones en las cabeceras de todos los alimentadores de su sistema de distribución. Dichos

equipos deberán disponer de conexión remota mediante fibra óptica. En aquellos casos en que la conexión remota de mediante fibra óptica no sea factible, ya sea producto de falta de conectividad eléctrica u otras causas justificadas y autorizadas por la CREE, las Empresas Distribuidoras podrán implementar sistemas de comunicaciones alternativos, que permitan mantener la disponibilidad de la información recogida desde los equipos de medición correspondientes.

**Artículo 86. Equipos de medición para transacciones del MEN.** Los sistemas de medición comercial, implementados para valorar las transacciones de electricidad y demás cargos operativos liquidados por el ODS, podrán ser incluidos en el proceso de selección de los puntos de control de Calidad del Producto evaluados en cada período de control.

**Artículo 87. Equipos móviles para campañas de medición.** Las Empresas Distribuidoras deberán disponer de equipos de medición móviles a fin de realizar campañas de medición en cumplimiento de las muestras mensuales requeridas para los puntos de control. Los resultados de las mediciones efectuadas durante cada campaña serán parte de los datos utilizados en la evaluación de los índices de la Calidad del Producto durante cada período de control.

**Artículo 88. Registradores independientes.** Todo Usuario podrá disponer de un equipo de medición independiente en su punto de conexión, a efectos de contrastar las mediciones

con aquellas que hayan sido obtenidas por las Empresas Distribuidoras en el marco de una campaña de medición.

Dicho equipo de medición deberá cumplir con las exigencias en la presente Norma Técnica y su instalación deberá ser notificada a las Empresas Distribuidoras.

La extracción y evaluación de la información del equipo de medición a que se refiere el presente artículo deberá ser realizada en presencia de las Empresas Distribuidoras, para efectos de su validación.

Las Empresas Distribuidoras podrá formular observaciones al procedimiento utilizado por el Usuario para obtener las mediciones, las que serán consideradas por la CREE al momento de determinar las acciones a aplicar en el uso de sus facultades.

**Artículo 89. Solicitud de medición por calidad deficiente.** Los Usuarios que juzguen estar recibiendo un servicio con calidad deficiente podrán solicitar a las Empresas Distribuidoras que instalen equipos de medición para identificar la situación de calidad deficiente. Las Empresas Distribuidoras deberán informar a la CREE de cada una de tales solicitudes.

**Artículo 90. Equipos de medición para fiscalización.** La CREE podrá implementar mecanismos de fiscalización a

fin de verificar la información obtenida por las Empresas Distribuidoras. Para ello, podrá solicitar a las Empresas Distribuidoras la instalación de equipos de medición de fiscalización propiedad de la CREE, los cuales podrán ser seleccionados como parte de los puntos de control requeridos en cada período de control.

**Artículo 91. Auditorías de las campañas de medición.**

Cuando lo considere oportuno, la CREE, en el ejercicio de sus facultades, podrá instruir auditorías a las campañas de medición implementadas por las Empresas Distribuidoras.

Para efectos de la auditoría, las Empresas Distribuidoras deberán permitir el acceso a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos de medida, lectura de las mediciones, procesamiento de información o cualquier otra tarea relacionada con la implementación de las campañas de medición y su posterior análisis.

El personal autorizado para realizar las auditorías señaladas en este artículo deberá ser previamente notificado por la CREE para dichos efectos.

**CAPÍTULO IV**

**Registro de Maniobras**

**Artículo 92. Objetivo del registro de maniobras.** Las Empresas Distribuidoras deberán llevar un registro de

las operaciones y maniobras con afectación al servicio en sus respectivas zonas de operación. Para ello, deberán registrar la operación de interruptores de los circuitos de distribución, desconexión de circuitos y ramales por medio de reconectores o fusibles, así como la desconexión de redes de baja tensión por apertura de fusibles de transformadores de distribución, cortes en la red de baja tensión o en las acometidas.

El sistema deberá utilizar la información de aquellos dispositivos de protección y seccionamiento que son capaces de enviar información sobre sus operaciones a un centro de control. En otros casos, las Empresas Distribuidoras deberán establecer para toda interrupción dentro de la red de distribución la hora aproximada de la apertura y la hora del restablecimiento con base en:

- A. Los reportes recibidos de Usuarios informando de que se ha interrumpido el servicio;
- B. La reconexión por parte de los empleados de las Empresas Distribuidoras.

**Artículo 93. Alcance del registro de maniobras.** El registro de maniobras deberá ser auditable y describir para cada interrupción, tomando en cuenta los resultados de procesos de corrección y reprocesamiento de información, al menos lo siguiente:

- A. Fecha y hora de inicio y finalización;
- B. Duración de la interrupción;

- C. Tipo (tales como programada, interna, externa);
- D. Responsable de la interrupción (tales como propia, Empresa Generadora, Empresa Transmisora);
- E. Energía no Suministrada;
- F. Secciones del sistema eléctrico y elementos afectados (tales como subestación, circuito, transformador, interruptores, reconectores, fusibles);
- G. Causa de la interrupción;
- H. Número de Usuarios y Consumidores Calificados afectados;
- I. Maniobras realizadas para reponer el servicio, indicando la temporalidad.

**Artículo 94. Transgresiones a la continuidad dado por Terceros.** La monitorización de la continuidad del servicio con base en los registros de operación deberá incluir los casos de disparo de interruptores de la red de transmisión y las fallas de generación, cuando tengan la consecuencia de causar interrupciones a clientes de la Empresa Distribuidora servidos en media o baja tensión.

## CAPÍTULO V

### Sistema de control de solicitudes y reclamos

**Artículo 95. Objetivo del sistema de control de solicitudes y reclamos.** El objetivo de este sistema es que cada Empresa Distribuidora cuente con un sistema informático auditable en el que se registren todas las solicitudes y reclamos

administrativos de los Usuarios. Este sistema debe permitir efectuar el seguimiento de cada gestión desde la presentación hasta la resolución y respuesta final al Usuario.

### **Artículo 96. Alcance del sistema de control de solicitudes y requerimientos del Usuario.**

El Sistema de Control de Solicitudes y Requerimientos del Usuario debe permitir a toda Empresa Distribuidora disponer de un sistema auditable que le permita, como mínimo:

- A. La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del servicio de distribución.
- B. La recepción de reclamos técnicos mediante los cuales se pueda medir como mínimo la frecuencia y duración de las interrupciones que afectan el suministro de los Usuarios.
- C. La recepción y trámite de solicitudes y reclamos administrativos de los Usuarios.
- D. La determinación de la fecha de ingreso, respuesta y resolución de reclamos técnicos y administrativos.
- E. La atención personal, por vía telefónica, correo electrónico o por cualquier medio de comunicación, para atender las solicitudes y reclamos administrativos, ininterrumpidamente, todos los días durante las veinticuatro horas del día.
- F. El procedimiento para dar a conocer al Usuario el código o número del requerimiento, mismo que le posibilite su seguimiento para dar respuesta y solución.
- G. Permitir informar al Usuario en qué etapa se encuentra

su gestión. Se distinguirán al menos tres etapas: gestión ingresada, gestión en proceso de atención y gestión respondida.

H. Permitir tanto al Usuario como a la CREE conocer el estado final de la gestión: rechazada, aceptada o parcialmente aceptada.

I. La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que esta Norma Técnica especifica.

J. La realización de procedimientos o mecanismos necesarios para la recopilación de la información.

K. La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos.

L. Las pruebas pertinentes que permitan a la CREE realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

## TÍTULO VI

### DISPOSICIONES FINALES

#### CAPÍTULO I

##### Capítulo Único

**Artículo 97. Eventos de caso fortuito o fuerza mayor.** Las Empresas Distribuidoras no tendrán obligación de indemnizar a los Usuarios o Consumidores Calificados conectados a su red afectados por episodios de mala calidad, cuando las interrupciones del servicio y otras desviaciones de los

índices de calidad respecto a las tolerancias establecidas sean consecuencias de eventos de caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados, sin embargo, las mismas deben quedar registradas y debidamente identificadas en la base de datos correspondiente.

En estos casos, las Empresas Distribuidoras afectadas por el evento, deberán informar a la CREE del evento dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el mismo. Dentro del plazo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, las Empresas Distribuidoras presentarán una solicitud de clasificación del evento como caso fortuito o fuerza mayor junto a un informe. El informe debe indicar como mínimo causas, consecuencias y duración del evento, zonas afectadas y exigencias respecto de las cuales las Empresas Distribuidoras deben ser eximida de responsabilidad. La CREE emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud de clasificación; vencido el plazo sin pronunciamiento se tendrá por aprobada la solicitud.

Los medios probatorios necesarios para el análisis de la interrupción propuesta como evento de caso fortuito o fuerza mayor, debe cumplir con las características siguientes:

A. Descripción de hechos: Los probatorios aportados por la Empresa Distribuidora son suficientes en sí para

explicar las causas específicas por las cuales ocurrió la interrupción.

B. Descripción circunstancias: Los probatorios aportados por la Empresa Distribuidora son suficientes en sí para describir el contexto en el que ocurrió la interrupción.

C. Acreditación de irresistibilidad: Los probatorios aportados son suficientes para demostrar que fue imposible para la Empresa Distribuidora evitar que la interrupción ocurriera. Lo anterior debe considerar que toda empresa debe tener mecanismo de prevención, los cuales consideran la zona geográfica y el tratamiento del producto eléctrico.

D. Acredita imprevisibilidad: Los probatorios aportados son suficientes para demostrar que no existen antecedentes o hechos anteriores para que la causa específica de la interrupción en estudio fuera considerada por la Empresa Distribuidora en sus planes preventivos.

**Artículo 98. Transferencia de valor.** Cuando un episodio de mala Calidad del Servicio sea causado por acciones, omisiones, o por defectos o fallas ocurridas en instalaciones de Usuarios, Consumidores Calificados o Empresas Generadoras conectadas en redes de distribución, estos tienen la obligación de reembolsarle a las Empresas Distribuidoras afectadas por la falla los montos pagados por ellas en calidad de

indemnización a los Usuarios y Consumidores Calificados afectados conectados en su red.

**Artículo 99. Corrección de inconsistencias en la información.** Las inconsistencias o errores que sean detectados en la información suministrada por las Empresas Distribuidoras deberán ser corregidos en el plazo de diez (10) días hábiles a partir de la notificación por parte de la CREE.

**Artículo 100. Acceso a información.** Las Empresas Distribuidoras deberán poseer en su página web oficial una sección con información relacionada a la Calidad del Servicio; como mínimo deberá contener lo siguiente: parámetros evaluados y sus rangos normales, informes periódicos sobre la situación de la Calidad del Servicio en diferentes zonas, descripción del sistema de indemnizaciones e información sobre los pagos efectuados a sus Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red cada mes.

**Artículo 101. Daños y perjuicios por mala Calidad del Servicio.** El pago de las indemnizaciones derivadas de las disposiciones establecidas en esta Norma Técnica no exime a la Empresa Distribuidora, Usuarios y Consumidores Calificados conectados en redes de distribución de su responsabilidad por daños y perjuicios originados por mala Calidad del Servicio.

**Artículo 102. Vigencia.** La presente Norma Técnica entrará en vigor a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

## **Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE**

ACUERDO CREE-51-2021

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central, a los quince días del mes de octubre de dos mil veintiuno.

### Resultando:

- I. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (“CREE” o “Comisión”), en atención a sus funciones, continúa efectuando acciones para contar con elementos normativos que permitan avanzar en una regulación eficiente para el subsector eléctrico hondureño.
- II. Que la CREE emitió el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), aprobado mediante la Resolución CREE-009 publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 30 de mayo del 2016.
- III. Que a partir del 1 de junio de 2019 el Operador del Sistema (ODS) asumió la operación del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Mercado Eléctrico Nacional, siendo su función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.
- IV. Que mediante Acuerdo CREE-074, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 03 de julio del 2020 se modificó la Resolución CREE-009 en el sentido de revocar el literal c) del resolutivo PRIMERO contenido en la misma, con respecto a la aprobación del Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista publicado en fecha 18 de noviembre de 2015 en el Diario Oficial La Gaceta, así como sus reformas.
- V. Que el ROM establece que es función del ODS desarrollar ese reglamento mediante Normas Técnicas, mismas que deberán ser sometidas a informe del Comité de Agentes y a la aprobación de la CREE, de conformidad con el procedimiento para la creación y modificación de normas técnicas.
- VI. Que el ROM define que la Norma Técnica de Inspección y Verificación es la “...que fija los derechos y las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y el ODS en lo relativo a las condiciones, procedimiento y plazos para llevar a cabo inspecciones y auditorías de las instalaciones, equipos y sistemas de las centrales generadoras e instalaciones de transmisión”.
- VII. Que en fecha 5 de julio del presente año la Dirección Ejecutiva del ODS remitió a esta Comisión la “Propuesta de la Norma Técnica de Inspección y Verificación” aprobada por la Junta Directiva del ODS mediante acuerdo 07-10-VI-2021, junto con un informe preceptivo por parte del Comité de Agentes del Mercado.
- VIII. Que mediante sus unidades internas, la CREE valoró la propuesta de Norma Técnica sometida a aprobación, y propuso las modificaciones, agregados y eliminaciones siguientes: i) modificaciones en las secciones denominadas “Acrónimos”, “Definiciones”, y “Responsabilidades y Obligaciones”, ii) agregar

una sección denominada “Proceso de ejecución de una auditoría técnica” y modificaciones generales en la sección de “Plan Anual de Auditorías Técnicas”, iii) agregar una sección denominada “Proceso de ejecución de una auditoría técnica”, donde se detallan todas las actividades que deben realizarse previo al inicio de una auditoría técnica, iv) agregados a la sección denominada “Plan Anual de Auditoría Técnica”, v) agregados a la sección de “Indicadores de Desempeño”, vi) eliminaciones a la sección de “Condiciones de ejecución de verificaciones operacionales”, vii) agregados a la sección de “Costos de la auditoría técnica”, viii) agregados a los “Resultados de la auditoría técnica”, y, iv) agregados a las disposiciones transitorias

- IX. Que la Unidad de Fiscalización emitió, para aprobación del Directorio de Comisionados, el Informe Técnico titulado “Revisión de la Norma Técnica de Verificación e Inspecciones (NT-IVE) elaborada por el Operador del Sistema”.
- X. Que corre agregado al expediente el dictamen legal correspondiente.

**Considerando:**

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto

No. 61-2020, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que las disposiciones de la Ley serán desarrolladas mediante reglamentos y normas técnicas específicas.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica establece que el Operador del Sistema podrá proponer a la CREE la emisión o modificación de Normas Técnicas o Reglamentos que considere necesarios para mejorar la operación del sistema o del mercado eléctrico.

Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista determina

que es función del ODS desarrollar lo dispuesto en el mismo en forma de Normas Técnicas, mismas que deberán ser sometidas a informe del Comité de Agentes y a la aprobación de la CREE.

Que de conformidad con el procedimiento para la creación de modificación de normas técnicas establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado, el ODS podrá, de oficio, iniciar este proceso de propuesta.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-35-2021 del 15 de octubre de 2021, los miembros presentes del Directorio de Comisionados acordaron emitir el presente acuerdo.

#### **POR TANTO**

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1 literales A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, literal I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículos 10, 111 y 112 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

#### **ACUERDA**

**PRIMERO:** Aprobar en todas y cada una de sus partes la Norma Técnica de Inspección y Verificación que forma parte integral del presente acuerdo.

**SEGUNDO:** Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas que procedan con la publicación del presente acuerdo y la norma técnica que por este acto se aprueba en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**TERCERO:** El presente acuerdo y la norma técnica que por este acto se aprueba serán vigentes a partir de su publicación en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**CUARTO:** Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

**QUINTO:** Publíquese y comuníquese.

**GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA**

**JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA**

**LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ**

**NORMA TÉCNICA DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN**

Verificación es establecer los deberes y las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y Operador del Sistema en lo relativo a las condiciones, procedimientos y plazos para llevar a cabo las inspecciones, verificaciones o Auditorías Técnicas de las instalaciones, equipos, sistemas y parámetros de las centrales generadoras, instalaciones de transmisión o distribución.

**1 OBJETO Y ALCANCE**

El objeto de la presente Norma Técnica de Inspección y

**2 ACRÓNIMOS**

ANSI	American National Standards Institute
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LTSA	Contratos de Mantenimiento de Largo Plazo, del inglés “Long Term Service Agreement”
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
NT-IVE	Norma Técnica de Inspección y Verificación
ODS	Operador del Sistema
PAAT	Plan Anual de Auditorías Técnicas
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SIN	Sistema Interconectado Nacional

**3 DEFINICIONES**

En adición a las definiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación, para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá por:

**Auditor Técnico:** Persona natural o jurídica, nacional o internacional con amplia experiencia comprobable en el área de estudio de la auditoría técnica a desarrollar, entre las cuales se pueden encontrar centrales de generación de energía eléctrica que correspondan a la tecnología de las instalaciones a auditar, o experiencia en sistemas de transmisión o distribución, entre otras materias relativas a la auditoría técnica a desarrollar. Adicionalmente, deberá cumplir con las

normas éticas básicas de auditoría, tales como independencia, idoneidad y confidencialidad.

**Coordinado:** Es toda persona natural o jurídica debidamente habilitada o autorizada como Empresa Generadora, Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora en el SIN, todo Consumidor Calificado o su Empresa Comercializadora cuya operación de sus instalaciones o equipos deba ser coordinada por el Operador del Sistema según lo establecido en el campo de aplicación de esta Norma Técnica.

**Informe de Auditoría Técnica:** Informe preparado y emitido por el Auditor Técnico. Este informe deberá contener, entre otros aspectos, los análisis, resultados, conclusiones y

recomendaciones asociadas a la auditoría técnica, incluyendo la documentación y antecedentes de respaldo utilizados para su preparación.

**Plan Anual de Auditoría Técnica:** Documento preparado por el ODS que establece un programa para la ejecución de los trabajos de auditoría durante el año siguiente.

**Protocolo de Auditoría Técnica:** Documento preparado por el Auditor Técnico, en base a estándares internacionales aplicables a la Auditoría en cuestión, entre los que se podrán encontrar normas ANSI, IEEE, u otras normas internacionales o metodología desarrollada por el Auditor Técnico, y que deberá contar con la aprobación del ODS.

**PRINT OUT:** Documento obtenido directamente desde los relés de protección o equipos de medición de energía, que contienen la configuración, parametrización y ajustes al momento de la captura o acceso a la configuración del equipo. También conocido como “Data Config.”

#### 4 CAMPO DE APLICACIÓN

La presente Norma Técnica aplica a:

- a) El ODS;
- b) Toda Empresa Transmisora, instalaciones de transmisión, y equipamiento del sistema de transmisión nacional coordinado por el ODS, incluyendo las instalaciones del RTR ubicadas en el territorio de Honduras;
- c) Toda central o unidad generadora conectada a la red de transmisión sujeta al despacho o la coordinación operativa del ODS y las Empresas Generadoras propietarias de dichas centrales o unidades generadoras;
- d) Las centrales o unidades generadoras conectadas a la red de distribución con una potencia instalada en su conjunto mayor a 5 MW o cuya operación impacte en el cumplimiento de los CCSDM del SIN o en los

compromisos de servicios complementarios y las personas jurídicas propietarias de dichas centrales o unidades generadoras;

- e) Toda Empresa Distribuidora, instalaciones de distribución, en particular para equipamientos cuya indisponibilidad por mantenimiento puede afectar el cumplimiento de los CCSDM del SIN o los compromisos de servicios complementarios;
- f) Todo Consumidor Calificado que actúa como agente del MEN.

#### 5 RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES

En adición a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación, el ODS, los Coordinados y el Auditor Técnico tienen las responsabilidades y obligaciones que se describen en esta sección.

##### 5.1 Operador del Sistema

- a) Elaborar el PAAT que permita garantizar la operación segura y económica del SIN.
- b) Llevar a cabo o delegar las inspecciones y auditorías que considere necesarias a los Coordinados para cumplir con sus obligaciones de supervisión del MEN.
- c) En caso de detectar anomalías o infracciones a la Ley y sus reglamentos, durante el desarrollo de inspecciones y auditorías técnicas, el ODS deberá remitir un informe a la CREE, prestando especial atención a la posible existencia de prácticas anticompetitivas y el desempeño deficiente del Coordinado.
- d) Notificar a cada Coordinado las auditorías técnicas a realizar y asignar el Auditor o Auditores Técnicos previamente aprobados por el ODS.

- e) Calificar a los Auditores Técnicos que sean propuestos como parte del registro que para tales efectos lleva el ODS.
- f) Planificar las medidas operacionales requeridas para preservar la seguridad del sistema en caso de requerirse pruebas o ensayos asociados a una auditoría técnica.
- g) Solicitar las pruebas operacionales cuando corresponda conforme con los términos descritos en la presente Norma Técnica.
- h) Solicitar a los Coordinados, de ser requerida, información adicional de las instalaciones, como manuales técnicos de sus unidades de generación o de sus equipos de transmisión o distribución.
- i) Dejar disponible en el sitio web del ODS para todos los agentes, así como organismos, representantes o instituciones interesadas, los Informes de Auditorías Técnicas, incluyendo la notificación de Auditoría Técnica que la generó. En el caso de que exista información confidencial el coordinado podrá solicitar al ODS y al Auditor Técnico que se resguarde dicha información, lo que será evaluado por parte del personal del ODS que supervisa la Auditoría Técnica.

## 5.2 Coordinados

- a) Permitir y facilitar la ejecución de las actividades programadas en el Protocolo de Auditoría Técnica, considerando el tránsito por zonas especiales dentro de sus instalaciones.
- b) Poner a disposición del Auditor Técnico el acceso sin limitaciones a toda la información técnica necesaria u otros medios de información para la Auditoría Técnica y atender o sustentar las consultas sobre la Auditoría Técnica conforme los plazos señalados en el Protocolo de Auditoría Técnica.
- c) Presentar las solicitudes de conexión, desconexión, intervención y/o de precaución que fueran necesarias para

la ejecución de la Auditoría Técnica, utilizando para ello los medios y procedimientos establecidos.

- d) Coordinar con el ODS de las actividades conducentes a aplicar las medidas operacionales programadas por el ODS para preservar la seguridad de las instalaciones y del SIN en caso de requerirse pruebas o ensayos durante la operación en tiempo real.
- e) Realizar pruebas adicionales o complementarias que el Auditor Técnico solicite justificadamente y que cuenten con la autorización del ODS.
- f) Realizar los pagos que genere la Auditoría Técnica, según haya sido establecido en el contrato entre las partes.

## 5.3 Auditor Técnico

- a) Suscribir el contrato con el Coordinado para la realización de la Auditoría Técnica programada por el ODS.
- b) Para el caso del Auditor Técnico, sus socios (en caso de ser firma auditora) y cada uno de los miembros del equipo que realizará la auditoría de los Coordinados, declarar conocer y aceptar las obligaciones y responsabilidades establecidas por el ODS y la normativa vigente sobre la realización de la Auditoría Técnica.
- c) Desarrollar el Protocolo de Auditoría Técnica de acuerdo con lo indicado en la sección titulada Protocolo de Auditoría Técnica de la presente Norma Técnica, así como revisar y supervisar la ejecución de todas las actividades descritas en dicho protocolo cumpliendo con las normas internacionales ANSI, IEC e IEEE correspondientes.
- d) Emitir el acta de pruebas donde quedará constancia de los participantes en la prueba y los valores de las mediciones o verificaciones realizadas.
- e) Emitir el Informe de Auditoría Técnica con sus conclusiones y recomendaciones.
- f) Absorber los costos de requerimientos de exámenes médicos, de seguridad y equipamiento especial que

sean necesarios para el ingreso a las instalaciones del Coordinado.

- g) Disponer del equipamiento o implementos adicionales que sean requeridos, según sean las actividades que debe realizar conforme al Protocolo de Auditoría Técnica.
- h) Elaborar el Informe de Auditoría Técnica y los informes de avance respectivos conforme a lo indicado en el Protocolo de Auditoría Técnica, así como entregarlos al ODS y al Coordinado. Posteriormente, realizar las posibles correcciones que deriven de las observaciones que se presenten a tales informes.
- i) Acordar en conjunto con el ODS la información declarada como estratégica que debe ser resguardada con carácter confidencial durante la ejecución de la Auditoría Técnica.
- j) Cumplir con las medidas y recursos para preservar su seguridad y la de sus acompañantes y cumplir las disposiciones del Coordinado para proteger a las personas y sus instalaciones. Dichas disposiciones serán las derivadas de las normas y reglamentos, de seguridad personal y legal a efectos de permitir el ingreso del Auditor Técnico a las dependencias que serán auditadas.
- k) Comunicar por escrito, en un plazo máximo de veinticuatro (24) horas, al Coordinado y al ODS el hallazgo de haber tenido conocimiento de un riesgo grave o hecho significativo o que se detecte operaciones no permitidas por el marco regulatorio, sin perjuicio de incluir los mismos en los informes que correspondan.

## 6 MATERIAS DE AUDITORÍA TÉCNICA

Será materia de Auditoría Técnica la verificación o realización de pruebas de las instalaciones indicadas desde el literal b hasta el literal e de la sección titulada Campo de Aplicación en todos los aspectos que tengan un impacto directo con los CCSDM de las instalaciones previamente indicadas, así

como en el correcto funcionamiento del mercado eléctrico. Conforme a lo anterior, entre otras materias, como mínimo, serán sujeto de Auditorías Técnicas los parámetros de las centrales generadoras, tales como: mínimo técnico, potencia máxima, parámetros de arranque y paro, comportamiento de servicios complementarios, curva de rendimiento, información técnica en general de las instalaciones, costos variables de generación, sistemas de protección de las instalaciones a cargo del Coordinado, entre otros.

Para las materias de Auditoría Técnica que impliquen pruebas en centrales generadoras o verificación de costos variables, el ODS desarrollará los manuales o guías de verificación correspondientes que permitan establecer los lineamientos generales para el desarrollo de dichas actividades. Sin perjuicio de lo anterior, el Auditor Técnico podrá proponer metodologías alternativas de desarrollo de las Auditorías Técnicas, para lo cual el ODS realizará una revisión detallada de la metodología expuesta en el protocolo de pruebas correspondiente.

## 7 PROCESO DE EJECUCIÓN DE UNA AUDITORÍA TÉCNICA

Toda Auditoría Técnica sólo podrá iniciarse con la aprobación del Protocolo de Auditoría Técnica, por parte del ODS. Previo al inicio de una Auditoría Técnica debe llevarse a cabo las actividades siguientes:

- a) El ODS emitirá una notificación de Auditoría Técnica al Coordinado con base en lo definido en el PAAT.
- b) El Coordinado que reciba una notificación de Auditoría Técnica, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles deberá proponer un Auditor Técnico del registro del ODS. El ODS en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles

aprobará la propuesta de Auditor Técnico y notificará al Coordinado. En caso de que el Auditor Técnico propuesto por el Coordinado no cumpla con lo descrito en la sección de Condiciones para la Selección del Auditor Técnico el ODS seleccionará el Auditor Técnico bajo su criterio.

- c) Una vez seleccionado el Auditor Técnico, el Coordinado tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para realizar la contratación del Auditor Técnico.
- d) En el plazo máximo de diez (10) días hábiles desde la suscripción del contrato de la Auditoría Técnica, el Auditor Técnico elaborará el Protocolo de Auditoría Técnica para presentarlo al ODS y al Coordinado propietario de las instalaciones a auditar.
- e) El Coordinado contará con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles a partir de la recepción del Protocolo de Auditoría Técnica para realizar observaciones al Protocolo de Auditoría Técnica y comunicarlo al ODS para su evaluación.
- f) El ODS contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la recepción del Protocolo de Auditoría Técnica para aprobarlo y notificar al Coordinado o en su defecto realizar observaciones y comunicarlo al Coordinado y Auditor Técnico.

En caso de existir observaciones al Protocolo de Auditoría Técnica, el Auditor Técnico contará con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles para presentar una nueva propuesta al ODS y al Coordinado propietario de las instalaciones a auditar, el ODS contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la recepción de la nueva versión del Protocolo de Auditoría Técnica para aprobarlo y notificar al Coordinado o en su defecto rechazarlo.

En caso de rechazar el Protocolo de Auditoría Técnica, el ODS deberá justificar la decisión, así como seleccionar un nuevo Auditor Técnico y retomar el proceso a partir del literal c.

Durante el desarrollo de una Auditoría Técnica el ODS deberá aprobar o rechazar el Informe de Auditoría Técnica o sus informes de avance a más tardar diez (10) días hábiles después de recibidos. Asimismo, podrá hacer observaciones al mismo. En caso de realizar observaciones, deberá señalar el plazo para la presentación definitiva del Informe de Auditoría Técnica el que no podrá ser mayor a diez (10) días hábiles. En caso de rechazo, el ODS deberá fundamentar dicha decisión y reactivar dentro del mismo plazo una nueva Auditoría Técnica, si fuese el caso.

## 8 CONDICIONES DE EJECUCIÓN DE AUDITORÍAS TÉCNICAS

Todos los Coordinados comunicarán al ODS, con la periodicidad y forma que éste determine, las exigencias aplicables a la seguridad industrial relacionadas con la realización de Auditorías Técnicas a sus instalaciones. No podrá exigirse al Auditor Técnico por parte del Coordinado, ninguna condición que impida o retarde injustificadamente el desarrollo de la Auditoría Técnica. En el caso de la incorporación del Auditor Técnico al registro de contratistas del Coordinado, esto no podrá implicar bajo ningún aspecto un retraso en la ejecución de la Auditoría. Lo anterior, sin menoscabo de las obligaciones dispuestas en leyes de carácter generales y especiales aplicables a los Coordinados, quienes en su caso deberán informar oportunamente al ODS, sobre las limitantes acontecidas para el desarrollo de la Auditoría Técnica.

El idioma de toda la correspondencia, comunicaciones, reuniones e informes relativos a la Auditoría Técnica será el español. Cuando se trate de información original de fabricantes u otros antecedentes preparados por terceros, que no sean los emitidos por el Coordinado, el ODS o el Auditor

Técnico, excepcionalmente, tales documentos podrán ser presentados en idioma inglés.

La Empresa Generadora en cuyas unidades generadoras se aplique el Protocolo de Auditoría Técnica, será responsable de coordinar el personal a su mando en la operación de la unidad generadora y de disponer del personal calificado necesario para efectuar íntegramente las actividades indicadas en el Protocolo de Auditoría Técnica. En el caso de Auditorías Técnicas a componentes económicos, tales como el costo variable, la empresa generadora será responsable de disponer del personal idóneo para proveer la información necesaria que solicite el Auditor Técnico conforme al Protocolo.

El ODS será responsable de coordinar cada prueba de acuerdo con la programación de la operación y las condiciones del SIN, considerando para esto el protocolo de pruebas. En el caso de verificaciones el ODS será responsable de coordinar adecuadamente las visitas técnicas a las instalaciones del Coordinado con el objeto de que el Auditor Técnico pueda verificar los antecedentes correspondientes objeto de la Auditoría Técnica. El Auditor Técnico deberá resguardar en todo momento la confidencialidad e integridad de la información que se le proporciona producto de la ejecución de la Auditoría Técnica.

## 9 CONDICIONES DE EJECUCIÓN DE VERIFICACIONES OPERACIONALES

El ODS está facultado para solicitar al Coordinado o su operador la verificación en tiempo real de los parámetros técnicos de las unidades generadoras que estime convenientes, de conformidad con lo establecido en el ROM y la normativa aplicable, tales como potencia efectiva; mínimo técnico;

tasa de toma de carga; tiempos de inicio; seguimiento de control secundario de frecuencia vía control de generación automático; entre otros parámetros operacionales que afecten los CCSDM.

Los parámetros anteriores podrán ser validados cada vez que se establezca por parte del Coordinado una restricción que modifique los valores vigentes de los parámetros anteriormente indicados. Una vez que se levante dicha restricción, el ODS podrá solicitar a través de su centro de control, la verificación operacional de los parámetros técnicos.

Las verificaciones operacionales que solicite el ODS no tendrán efecto sobre la determinación de los costos marginales del SIN. Además, todas las inyecciones de energía que se produzcan durante el periodo de pruebas serán valorizadas al costo marginal de la energía en la barra de inyección de la central bajo prueba.

En el caso de que la unidad generadora no cumpla con la verificación operacional solicitada, la limitación no será levantada por parte del ODS, por lo tanto, se mantendrá el valor informado por el Coordinado en la limitación que modificó el parámetro operacional hasta que este pueda demostrar de manera efectiva que la unidad generadora puede alcanzar el valor previo a la limitación.

En el caso de que el Coordinado solicite superar la limitación por segunda oportunidad sobre el mismo parámetro y no pueda demostrar de manera efectiva el cumplimiento, el ODS podrá solicitar una Auditoría Técnica de tal parámetro, conforme a los plazos y procedimientos descritos en la presente Norma Técnica.

Si por algún motivo el ODS no aprobare alguna de estas solicitudes, deberá postergarse su ejecución hasta una fecha

posterior. Asimismo, los plazos de la Auditoría Técnica que se vean afectados por esta causa se ampliarán en la misma cantidad de días correspondiente a la postergación señalada.

## 10 CONDICIONES PARA LA SELECCIÓN Y CONTRATACIÓN DEL AUDITOR TÉCNICO

El ODS mantendrá un registro en el que deben de inscribirse los Auditores Técnicos. Esta inscripción les permite prestar sus servicios profesionales de Auditoría en las distintas materias de experiencia que conformen el señalado registro. Este registro será publicado en el sitio web del ODS. El Coordinado que reciba una notificación de Auditoría Técnica deberá proponer un auditor del registro del ODS.

El Auditor Técnico que sea seleccionado para la realización de la prueba deberá presentar una declaración jurada al ODS indicando que no presenta conflicto de interés ni vínculos societarios con el Coordinado.

### 10.1 Requisitos de Inscripción en el Registro de Auditores Técnicos

- a. Estar constituidos legalmente como una sociedad mercantil y que tenga como actividad principal la prestación de servicios de auditoría o asesoría de eficiencia energética a las empresas del subsector eléctrico; por lo que deberá presentar escritura pública que contenga la constitución de la sociedad mercantil y sus reformas.
- b. El Auditor Técnico deberá contar con profesionales colegiados y calificados para dirigir Auditorías Técnicas y suscribir los informes respectivos, con sólidos estándares internacionales, conocimientos del subsector eléctrico y del marco regulatorio vigente, por lo que deberá presentar el currículum vitae de las personas del equipo que ejecuten auditorías y suscriban informes.

- c. Dirección de las oficinas, teléfono, fax, y correo electrónico, este último se utilizará para efectos de recibir las comunicaciones que el ODS emita.
- d. Detalle del equipo de oficina y del sistema de procesamiento de datos, señalando el utilizado para el desarrollo de los trabajos de auditoría.

### 10.2 Inhabilitaciones

Los Auditores Técnicos estarán inhabilitados para ejecutar Auditorías Técnicas cuando ocurra cualquiera de las situaciones que se indican a continuación:

- a) Cuando el Auditor Técnico haya sido responsable del diseño, montaje, ampliación, mantenimiento o puesta en servicio de las instalaciones o parte de las instalaciones a auditar;
- b) Cuando el Auditor Técnico esté participando en licitaciones o contratos relacionados con las instalaciones a auditar;
- c) Cuando el Auditor Técnico tenga relación de propiedad directa o indirecta con el Coordinado propietario de las instalaciones a auditar, o con sus relacionadas;
- d) Adicionalmente, el Auditor Técnico quedará inhabilitado para participar en trabajos en las instalaciones auditadas por un período de seis (6) meses posteriores a la finalización de una Auditoría Técnica a la misma instalación, contados a partir de la aprobación del Informe de Auditoría Técnica por parte del ODS;
- e) En el caso de que se requiera repetir una Auditoría Técnica, producto de un rechazo o no cumplimiento de los parámetros auditados o sometidos a prueba, el ODS indicará la factibilidad de contratar al mismo Auditor Técnico, sin perjuicio de lo indicado en el literal d. En el caso de que la Auditoría Técnica fuera rechazada por

la calidad técnica de la misma, el ODS podrá requerir la sustitución del Auditor Técnico.

- f) Estar sometido a un proceso de suspensión o cancelación de registro por parte del ODS o a solicitud de un órgano del Estado.

### 10.3 Rechazo de la Solicitud de Inscripción en el Registro de Auditores Técnicos

El ODS podrá rechazar cualquier solicitud de inscripción que no cumpla con los requisitos establecidos o cuyos antecedentes, una vez evaluados, no garanticen la calidad y ética profesional que se estima indispensable para auditar a los Coordinados.

### 10.4 Suspensión o Cancelación

El ODS podrá suspender, por un tiempo definido, o cancelar en el registro la inscripción de los Auditores Técnicos cuando se determine se encuentra incumpliendo algunos de los requisitos exigidos en las normas vigente. Se concederá un plazo de diez (10) días hábiles para que el Auditor Técnico presente los descargos que estime pertinentes.

## 11 PROTOCOLO DE AUDITORÍA TÉCNICA.

El Auditor Técnico deberá elaborar el Protocolo de Auditoría Técnica para presentarlo al ODS y al Coordinado propietario de la instalación a auditar, considerando por lo menos la siguiente información:

- a) Programa de Pruebas:
  - 1) Indicar los datos generales del propietario de las instalaciones a auditar.
  - 2) Describir las instalaciones a auditar.

- 3) Definir los objetivos y alcances de la Auditoría Técnica o verificación incluyendo las materias específicas que se deben abarcar.

- 4) Describir la información y los recursos necesarios para la realización de la Auditoría Técnica de la instalación o información a auditar y plazos para los que estos se requieren.

- 5) Índice de contenidos preliminares del informe final técnico de pruebas o verificación.

- 6) Plan de trabajo de la Auditoría Técnica, indicando hitos relevantes (plazos para entrega de documentos, informes y realización de las pruebas o verificaciones).

#### b) Protocolo de pruebas:

- 1) Especificación de pruebas y/o actividades a realizar.
- 2) Plan de trabajo para realizar las pruebas o verificaciones, con el detalle de lugar, condiciones, permisos, solicitudes de despeje o seguridad, fechas de inicio y término, y personas participantes en cada actividad, entre otras.

- 3) Instrumentación especial, en el caso de que se requiera, que se utilizará durante las pruebas, señalando la clase de precisión, marca, modelo y otras características relevantes, según corresponda.

#### c) Formato de acta de prueba o verificación:

- 1) Fecha y hora de inicio de las pruebas o verificación.
- 2) Listado de los participantes de la prueba o verificación.
- 3) Descripción de las labores realizadas de acuerdo con lo establecido en el Protocolo de pruebas.
- 4) Valores de las mediciones o verificaciones realizadas.
- 5) Observaciones de los participantes si las hubiese.
- 6) Firma y constancia del acta.

### 11.1 Protocolo de Pruebas para Instalaciones de Generación

Para elaborar el protocolo de pruebas en instalaciones de generación, el Auditor Técnico deberá tener en consideración, como mínimo, la información y documentación siguiente:

- a) Información técnica de las unidades generadoras, la que deberá incluir especificaciones técnicas, procedimientos de operación; otras pruebas de desempeño y curvas de comportamiento que se hayan realizado durante el tiempo de operación de la central.
- b) Diagramas funcionales de las instalaciones y de sus servicios auxiliares.
- c) Diagrama de disposición de planta de vista superior.
- d) Diagrama unifilar eléctrico de la central y sus unidades.
- e) Diagrama del proceso de las unidades generadoras.
- f) La clase de precisión de los instrumentos de medición a utilizar en la prueba y la confirmación de tener vigente certificación de tales aparatos, metodología de verificación de la precisión y señalando la precisión de dichos instrumentos.
- g) Registro de las condiciones operacionales requeridas para dar el inicio a la prueba.
- h) Ajustes para alcanzar las condiciones iniciales necesarias para la realización de la prueba, condiciones para el reinicio de la prueba o antecedentes registrados en caso de eventuales interrupciones durante la realización de esta, a requerimiento del ODS.
- i) En el caso de auditorías a los costos variables de generación, adicional a lo anterior, se deberán proveer, en el caso de que aplique, los contratos de mantenimiento (LTSA, cotizaciones o presupuestos internos), contratos de compra de combustibles o insumos, facturas entre otros documentos a solicitar por parte del Auditor Técnico.

### 11.2 Protocolo de Pruebas para Instalaciones de Transmisión o Distribución

Para elaborar el protocolo de pruebas en instalaciones de transmisión o distribución, el Auditor Técnico deberá tener en consideración, como mínimo, la información y documentación siguiente:

- a) Información técnica de las instalaciones, la que deberá incluir sus especificaciones técnicas, procedimientos de operación, parámetros de impedancia eléctrica, capacidades nominales de los equipos de la instalación y de las líneas de transmisión, entre otros.
- b) Diagrama unifilar funcional eléctrico de las instalaciones.
- c) Diagrama de disposición de planta y de corte de las subestaciones.
- d) Diagrama de control y protecciones con sus respectivos diagramas elementales.
- e) Estudios de coordinación de protecciones vigente, con sus respectivos PRINT-OUT y protocolización de relés.
- f) La clase de precisión de los instrumentos de medición a utilizar en las pruebas y la metodología de verificación de la precisión de dichos instrumentos como parte del Protocolo. Para pruebas donde se requiere de una alta precisión en las medidas se deberán considerar los certificados de calibración de los equipos para la prueba.
- g) Registro de las condiciones climatológicas y operacionales requeridas para dar el inicio a la prueba, considerando todas las medidas de seguridad correspondientes para el desarrollo de la Auditoría Técnica.
- h) Ajustes para alcanzar las condiciones iniciales necesarias para la realización de la prueba, condiciones para el reinicio de la prueba a requerimiento del ODS o antecedentes registrados en caso de eventuales interrupciones durante la realización de ésta.

**12 PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS**

El ODS de manera anual elaborará el PAAT que le permita centrarse en los temas más críticos que afectan la correcta operación y desempeño del SIN. El PAAT, una vez elaborado por el ODS, deberá ser remitido a los Coordinados y a la CREE para su consideración a más tardar el treinta (30) marzo de cada año. La CREE y los Coordinados contarán con un máximo de diez (10) días hábiles para hacer comentarios al PAAT y remitirlos al ODS para su consideración. Finalmente, el ODS presentará la versión final del PAAT a más tardar el treinta (30) de abril de cada año. El PAAT deberá ser publicado en la página web del ODS.

Para elaborar el PAAT, el ODS deberá establecer un ranking y priorización de materias que se incluirán en el PAAT, el que se debe sustentar en un análisis de riesgos, basado en la importancia y el nivel de impacto sobre la operación y gestión del SIN. Para lo anterior el ODS calculará los indicadores que se establecen en esta sección para medir el desempeño de los Coordinados que sirva como referencia para identificar las instalaciones que tienen problemas para el cumplimiento de los requisitos aplicables y por tanto incluirse en el PAAT. Estos indicadores se definirán con base en la información solicitada para la habilitación de servicios complementarios, los informes de desempeño de servicios complementarios, información solicitada a los Coordinados para la programación de la operación, informes de postdespacho operativo, información solicitada para la elaboración de mantenimientos y sus resultados, y otra información que considere conveniente el ODS.

El PAAT deberá incluir un cronograma de la ejecución de los trabajos contenidos, a través de una carta o diagrama de Gantt, especificando los recursos involucrados (tiempo, actividades, secuencia, entre otros) para su correcta gestión.

**12.1 Auditorías Técnicas Extraordinarias**

El ODS podrá realizar ajustes al PAAT y realizar Auditorías Técnicas extraordinarias por los motivos siguientes:

- a. Si durante el transcurso del año, el ODS desea investigar cualquier amenaza pasada o potencial a la seguridad del SIN o por inconsistencia en la información presentada por un Coordinado.
- b. Si un Coordinado se considera afectado por el incumplimiento de otro Coordinado podrá solicitar la inspección al ODS para su consideración. Esta solicitud deberá estar debidamente justificada.

En dichos casos, se deberá notificar a los Coordinados involucrados y a la CREE con al menos cinco (5) días hábiles de anticipación a la ejecución de la Auditoría Técnica Extraordinaria.

Para las Auditorías Técnicas Extraordinarias que se desarrollen durante el año y que modifiquen el PAAT, el ODS deberá emitir un informe justificativo que permita fundamentar las razones por las cuales se está solicitando la Auditoría Técnica.

Dicho informe deberá presentar como mínimo las acciones y comunicaciones enviadas al Coordinado para solicitar antecedentes referentes a la instalación a auditar, respuestas presentadas por el Coordinado indicando el análisis por parte del ODS de los antecedentes proporcionados, compromisos y riesgos de las instalaciones en análisis sobre los CCSDM del SIN; en el caso de los parámetros operacionales se deberá incorporar información referente a parámetros que permitan validar una desviación relevante que justifique la ejecución de una Auditoría Técnica.

## 12.2 Indicadores de Desempeño

El ODS, con el fin de contar con criterios técnicos para la elaboración del PAAT, deberá desarrollar una guía que sirva para calcular indicadores de desempeño que permitan identificar los coordinados cuyas instalaciones que presentan problemas para cumplir los requisitos aplicables. Dichos indicadores deberán ser calculados en períodos semestrales consecutivos para cada unidad de generación, elemento o equipo de las redes de transmisión y distribución, así como para las instalaciones de los Consumidores Calificados correspondientes.

## 13 PARTICIPANTES DE LA AUDITORÍA TÉCNICA

Durante la ejecución de la Auditoría Técnica, además del Auditor Técnico podrán participar representantes tanto del Coordinado como del ODS.

En el caso que un Coordinado tenga una relación contractual directa con la empresa auditada y desee participar en calidad de observador en la realización de las pruebas a las que se refiere la Auditoría Técnica, podrá hacerlo nombrando a un representante a su propio costo.

Para ello deberá realizar una solicitud al ODS con al menos diez (10) días hábiles de anticipación a la fecha prevista en el PAAT para el inicio de la ejecución de dichas pruebas.

El ODS deberá informar la aceptación o rechazo de la solicitud de participar en calidad de observador de acuerdo con lo indicado en el párrafo anterior, dentro de los cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha prevista para el inicio de la ejecución de las pruebas. El ODS deberá coordinar con el Coordinado las facilidades para la participación de los

representantes de los Coordinados que hayan manifestado su intención de estar presentes en el desarrollo de las pruebas.

Todos los participantes de las pruebas deberán cumplir con los protocolos de seguridad que tenga establecidos el Coordinado sujeto a la Auditoría Técnica.

## 14 COSTOS DE LA AUDITORÍA TÉCNICA

Los costos que resulten de la realización de la Auditoría Técnica serán de cargo del propietario o titular de la instalación correspondiente, incluyendo el costo de los honorarios del Auditor Técnico. En el caso de que personal del ODS participe de las Auditorías Técnicas, los costos asociados serán de cargo del ODS, por lo que este deberá incluir tales costos en su presupuesto anual en función del PAAT.

Se exceptúan las auditorías que fueren a solicitud del Coordinado, cuyos costos correrán por cuenta del interesado. En el caso de que Coordinados terceras partes soliciten participar con un representante en las pruebas, conforme a los términos estipulados en el Título 15, los costos de dicha participación serán a cargo de la empresa involucrada que envíe a sus representantes.

Si una Auditoría Técnica fue solicitada por un Coordinado que se considera afectado por el incumplimiento de otro Coordinado, los costos de las Auditorías Técnicas estarán a cargo del solicitante excepto que se encontrara irregularidades en las instalaciones del Coordinado auditado en cuyo caso los costos quedarán a cargo de éste.

## 15 RESULTADOS DE LA AUDITORÍA TÉCNICA

En el Informe de Auditoría Técnica final se deberán establecer los resultados obtenidos, indicando claramente si

se cumplieron los objetivos iniciales propuestos, así como la verificación del cumplimiento de la normativa vigente. Este informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Descripción del trabajo realizado durante la Auditoría Técnica.
- b) Resultados y análisis de las pruebas o verificaciones realizadas junto con su evidencia.
- c) Conclusiones y recomendaciones asociadas a la Auditoría Técnica, incluyendo la documentación y antecedentes de respaldo utilizados para su preparación.

En el caso de detectar anomalías o incumplimientos a la normativa técnica vigente, el ODS deberá solicitar un plan de normalización al Coordinado que permita estructurar un proceso de mejora que subsane con acciones y plazos concretos las deficiencias detectadas. El Coordinado tendrá un plazo máximo de veinte (20) días hábiles para remitir dicho plan al ODS. Una vez aprobado el plan de normalización será informado a la CREE para su conocimiento.

El Coordinado deberá informar al ODS de manera trimestral los avances en la ejecución del plan de normalización, indicando todas aquellas actividades que ha desarrollado para dar cumplimiento a sus compromisos.

El ODS podrá verificar después de la entrega del Informe de Auditoría Técnica, el cumplimiento de la planeación de la auditoría; el ODS y el Auditor Técnico establecerán la fecha de esta revisión.

## 16 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Al entrar en vigor esta Norma Técnica, el ODS deberá:

- a) Conformar el Registro de Auditores Técnicos, para lo cual deberá realizar un llamado público a profesionales

y a empresas nacionales e internacionales que posean reconocida experiencia en los campos de aplicación y en las materias a auditar indicadas en la presente Norma Técnica. Para lo anterior tendrá un plazo no mayor que seis (6) meses desde la publicación oficial de la presente Norma Técnica.

- b) Desarrollar el primer Plan Anual de Auditorías Técnicas, en conformidad con los campos de aplicación y en las materias a auditar indicadas en la presente Norma Técnica, para lo anterior tendrá un plazo no mayor que seis (6) meses desde la publicación oficial de la presente Norma.
- c) Desarrollar los manuales y guías de verificación para las siguientes materias que permitan realizar adecuadamente las Auditorías Técnicas indicadas:
  - 1) Guía de cálculo de indicadores de desempeño utilizados en la elaboración del PAAT.
  - 2) Guía de verificación de costos variables de generación.
  - 3) Guía de cálculo y verificación de potencia efectiva.
  - 4) Guía de cálculo y verificación de la potencia mínima técnica de cada unidad generadora.
  - 5) Guía de cálculo y verificación de parámetros de arranque y paro de unidad generadora.
  - 6) Guía de cálculo y verificación de parámetros de consumo específico neto de combustible para unidades generadoras térmicas y el gasto de agua para centrales hidroeléctricas.

Toda otra materia que no sea cubierta por los manuales o guías de verificación quedará sujeto al desarrollo del Protocolo de Auditoría Técnica desarrollado por el respectivo Auditor Técnico, conforme a lo que indica la LGIE, su Reglamento y el ROM. Para el desarrollo de los manuales y guías anteriormente descritos el ODS tendrá un plazo no mayor a seis (6) meses desde la publicación oficial de la presente Norma.

**DOCUMENTO TÉCNICO 1:**

La notificación de auditoría técnica que envíe el ODS a un Coordinado contendrá al menos la información en el formato siguiente:

**Formulario de notificación de auditoría técnica****NOTIFICACIÓN DE AUDITORÍA TÉCNICA A INSTALACIONES COORDINADAS POR EL ODS****1- Información General****Número correlativo**

<b>Fecha de notificación</b>	
<b>Propietario de las instalaciones y/o equipos por auditar</b>	
<b>Centro de control que coordina la operación en tiempo real de las instalaciones y/o equipos</b>	
<b>Instalaciones y/o equipos por auditar</b>	
<b>Información de contacto en el ODS</b>	
<b>Fecha prevista para realización de la auditoría</b>	

**2- Causa o justificación de la auditoría**


---

**3.- Condiciones anormales detectadas**


---

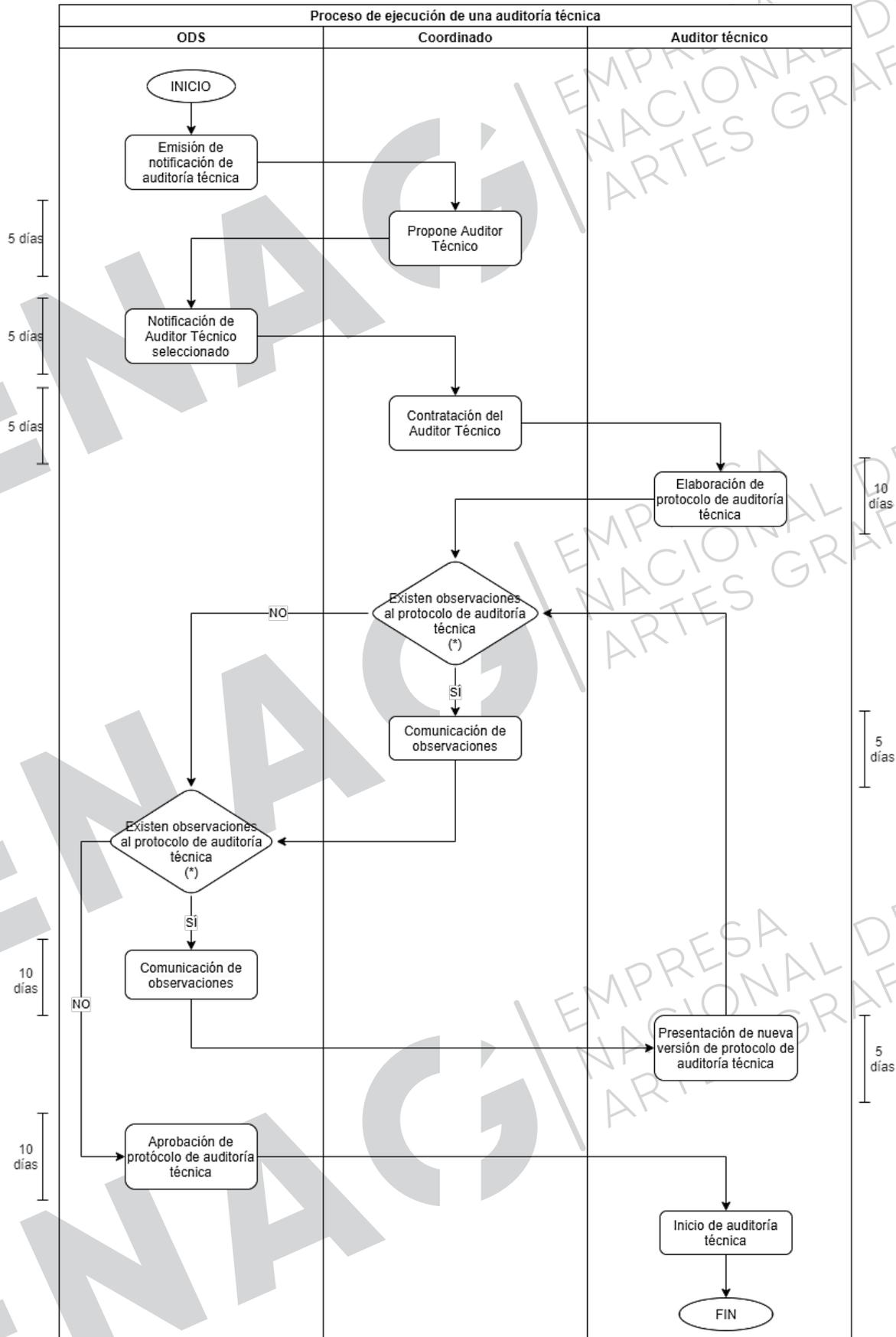
**4.- Referencia a registros, mediciones u otros antecedentes de respaldo para la notificación de auditoría**


---

**5.- Protocolos vigentes aplicables**


---

ANEXO A



(\*) Ambos procesos inician en el mismo momento.  
 Nota: Si el ODS no aprueba la segunda versión del protocolo de auditoría técnica, este podrá seleccionar un nuevo Auditor Técnico y retomar el proceso a partir de la notificación del Auditor Técnico seleccionado al Coordinado

## ANEXO B

## INFORMACIÓN PARA EL CONTROL DE LOS INDICADORES DE DESEMPEÑO

El ODS deberá completar las siguientes tablas para el cálculo de los indicadores de desempeño, las mismas deberán formar parte del PAAT.

Nombre Tabla	Descripción
Empresas_Generadoras	Tabla que contiene los datos para el cálculo de los indicadores de desempeño para las Empresas Generadoras
Empresas_Transmisoras/Distribuidoras	Tabla que contiene los datos para el cálculo de los indicadores de desempeño para las Empresas Transmisoras y Distribuidoras
Consumidores_Calificados	Tabla que contiene los datos para el cálculo de los indicadores de desempeño para los Consumidores Calificados

TABLA: Empresas Generadoras

Campo	Descripción	Tipo
Id_EG	Código de identificación para cada Empresa Generadora	Texto (8)
IDCentral	Código de identificación de cada central generadora	Texto (8)
IDUnidad	Código de identificación de cada unidad de generación	Texto (12)
FechaInicio	Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad o incumplimiento en el formato siguiente: dd/mm/aaaa hh:mm:ss	Fecha y hora
FechaFin	Fecha y hora de finalización de la indisponibilidad o incumplimiento en el formato siguiente: dd/mm/aaaa hh:mm:ss	Fecha y hora
Indisponibilidad	Programada (P) o No programada (N)	Texto (1)
Servicio	Servicio solicitado	Texto (8)
Causa	Causa de la indisponibilidad	Texto (250)
Doc	Código del documento donde consta la indisponibilidad o incumplimiento	Texto (20)

TABLA: Empresas Transmisoras/Distribuidoras

Campo	Descripción	Tipo
Id_ET	Código de identificación para cada Empresa Transmisora o Distribuidora	Texto (8)
IDEquipo	Código del equipo de maniobra y protección	Texto (8)
TipoEquipo	Identificación del equipo	Texto (12)
FechaInicio	Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad o incumplimiento en el formato siguiente: dd/mm/aaaa hh:mm:ss	Fecha y hora
FechaFin	Fecha y hora de finalización de la indisponibilidad o incumplimiento en el formato siguiente: dd/mm/aaaa hh:mm:ss	Fecha y hora
Indisponibilidad	Programada (P) o No programada (N)	Texto (1)
Servicio	Servicio solicitado	Texto (8)
Causa	Causa de la indisponibilidad	Texto (250)
Doc	Código del documento donde consta la indisponibilidad o incumplimiento	Texto (20)

TABLA: Consumidores Calificados

Campo	Descripción	Tipo
Id_CC	Código de identificación para cada Consumidor Calificado	Texto (8)
FechaInicio	Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad o incumplimiento en el formato siguiente: dd/mm/aaaa hh:mm:ss	Fecha y hora
FechaFin	Fecha y hora de finalización de la indisponibilidad o incumplimiento en el formato siguiente: dd/mm/aaaa hh:mm:ss	Fecha y hora
Indisponibilidad	Programada (P) o No programada (N)	Texto (1)
Servicio	Servicio solicitado	Texto (8)
Causa	Causa de la indisponibilidad	Texto (250)
Doc	Código del documento donde consta la indisponibilidad o incumplimiento	Texto (20)

## Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

### ACUERDO CREE-53-2021

**Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central a los veintidós días de octubre de dos mil veintiuno.**

#### RESULTANDO:

- I. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (“CREE” o “Comisión”), en atención a sus funciones, continúa efectuando acciones para contar con elementos normativos que permitan avanzar en una regulación eficiente para el subsector eléctrico hondureño.
- II. Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que es función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.
- III. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica emitió el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), aprobado mediante Resolución CREE-009, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 30 de mayo del 2016.
- IV. Que mediante Acuerdo CREE-074, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 03 de julio del 2020, la CREE, por un lado, modificó la Resolución CREE-009, en el sentido de revocar el literal c) del resolutivo PRIMERO referente a la aprobación del Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración

del Mercado Mayorista que fue publicado en fecha 18 de noviembre de 2015, en el Diario Oficial La Gaceta y, por otro lado, aprobó el ROM vigente.

- V. Que como resultado de procesos de revisión del marco regulatorio vigente, especialmente la revisión del ROM, la CREE identificó algunas inconsistencias en cuanto a los resultados de Potencia Firme bajo la metodología vigente en el ROM, Norma Técnica de Mercado de Oportunidad (NT-MEO) y el Reglamento de la Ley.
- VI. Que para corregir estas inconsistencias la CREE contrató una consultoría con el objetivo, entre otros, de elaborar una propuesta de elementos normativos para establecer una metodología de cálculo de potencia firme para las centrales generadoras y la elaboración de una Norma Técnica de Potencia Firme; como resultado de la elaboración de esta norma técnica, existe la necesidad de complementar las disposiciones establecidas en el ROM vigente.
- VII. Que bajo este contexto, la inclusión de la visión pública en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y Normas Técnicas se ha convertido en una prioridad para la CREE. Por tal razón, mediante el Acuerdo CREE 035-2021 la CREE inició en fecha 02 de agosto del 2021 el proceso de la consulta pública CREE-CP-06-2021, denominada: “Modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista”, mismo que fue ampliado mediante Acuerdo CREE 039-2021 con el fin de que esta consulta pública terminará en fecha 11 de agosto del 2021.
- VIII. Que la propuesta sometida a consulta pública tiene por objeto modificar las siguientes disposiciones en el ROM: i) Los lineamientos generales que se deben utilizar para la elaboración de los informes de potencia

firme de centrales generadoras y de requerimiento de potencia firme de agentes compradores; ii) Los lineamientos generales para determinar la potencia firme para las diferentes tecnologías que componen el parque de generación del SIN; iii) La regulación que deberá observar el ODS para calcular y liquidar los desvíos de potencia firme en el MEN. Por último, se identificó la necesidad de aclarar y completar los procedimientos con relación a crear o modificar normas técnicas que nacen del ROM.

- IX. Que se identificó la necesidad de introducir reglas transitorias para la elaboración y emisión de los informes de Potencia Firme de Centrales Generadoras y de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores para el año 2022.
- X. Que mediante sus unidades internas, la CREE valoró las posiciones, observaciones y comentarios admisibles sometidos durante la consulta pública, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlos de forma parcial o total a la propuesta final del documento puesto en consulta.
- XI. Que entre las modificaciones propuestas se encuentran cambios a la redacción para dar mayor claridad sobre los temas abordados, modificaciones en la sección de definiciones, homologación de la propuesta con el marco regulatorio vigente, cambios en el alcance de algunos artículos y modificación de fórmulas para evaluar de forma más eficiente los cálculos de potencia firme, desvíos de potencia y liquidación de desvíos de potencia según la tecnología que corresponda.
- XII. Que entre los cambios introducidos al ROM están los siguientes: Se eliminaron algunas de las definiciones contenidas en el artículo 4 en particular las siguientes: Consumo Específico de Combustible, Consumo Propio de Generación, Contrato No Firme Físico Flexible,

Control Automático de Generación (AGC), Costo de Arranque, Costo Variable de Centrales Hidráulicas de Embalse., Costo Variable de Centrales Renovables No Controlables, Costo Variable de Centrales Térmicas, Costo Variable de Operación y Mantenimiento, Disponibilidad de una Unidad de Generación, Desvíos de Potencia Firme, Generador Marginal, Mantenimiento Forzado, Mantenimiento Mayor, Mercado de Oportunidad Regional, Norma Técnica de Contratos, Norma Técnica de Inspección y Verificación, Norma Técnica de Liquidaciones, Norma Técnica de Mantenimientos, Norma Técnica de Medición Comercial, Norma Técnica de Potencia Firme, Norma Técnica de Programación de la Operación, Norma Técnica de Servicios Complementarios, Potencia Efectiva de una Unidad Generadora, Potencia Máxima Neta de una Unidad Generadora, Precios Ex-ante, Precios Ex-post, Red de Transmisión Regional y Servicio Auxiliar Regional; asimismo, se modifican las definiciones sobre Indisponibilidad, Período Crítico del Sistema, Potencia Firme Contratada y Requerimiento de Potencia Firme. Por último, se modificaron los artículos 10, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 24, 109, 110, 111 y 112; y se adicionó un nuevo artículo 119 dentro de las disposiciones transitorias.

XIII. Que como parte del Procedimiento de Consulta Pública las unidades técnica y legal de la CREE emitieron, para aprobación del Directorio de Comisionados, el informe titulado “Informe de Resultados Consulta Pública CREE-CP-06-2021”.

#### CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del

2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 05 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que las disposiciones de la Ley serán desarrolladas mediante reglamentos y normas técnicas específicas.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del Subsector eléctrico.

Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista establece el procedimiento específico para su modificación cuando

la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica lo haga por iniciativa propia.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que la Ley de Procedimiento Administrativo, aplicada de manera supletoria, faculta al órgano que haya emitido un acto administrativo para revocar o modificar el mismo cuando desaparecieren las circunstancias que lo motivaron o sobrevinieren otras que, de haber existido a la razón, el mismo no habría sido dictado, también para revocarlo o modificarlo cuando no fuera oportuno o conveniente a los fines del servicio para el cual se dicta.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional.

Que el Procedimiento para Consulta Pública establece que la CREE elaborará un informe que contenga la valoración de las posiciones, observaciones y comentarios admisibles, y la correspondiente respuesta a cada uno, así como una propuesta regulatoria final

cuando aplique. Este informe deberá ser publicado en la página web de la Comisión, una vez que este sea aprobado por el Directorio de Comisionados.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica debe de comunicar el Informe de Resultados a los participantes que hayan suministrado correo electrónico de contacto en la consulta pública.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-36-2021 del 22 de octubre de 2021, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

#### POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1 literales A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, literal I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículos 16 y 19 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 109 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica; artículo 4, 9 y 10 y demás aplicables del Procedimiento para Consulta Pública; artículo 121 de la Ley de Procedimiento Administrativo aplicado de manera supletoria, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

#### ACUERDA:

**PRIMERO:** Aprobar el informe intitulado, “Informe de Resultados Consulta Pública CREE-CP-06-2021” emitido en ocasión de la Consulta Pública CREE-CP-06-2021, contentiva de la propuesta de las modificaciones del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

**SEGUNDO:** Modificar el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista contenido en la Resolución CREE-074 publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 03 de julio de 2020, con el único fin de eliminar algunas definiciones contenidas en su artículo 4; modificar algunas definiciones contenidas en ese mismo artículo 4, modificar el artículo 10 contenido en el Título III sobre el Operador del Sistema, modificar los artículos 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20 que se ubican en el Título IV relativo a Potencia Firme, Mercado de Contratos y Garantía de Consumo, modificar el artículo 24 que se encuentra dentro del Título V sobre Planificación Operativa, modificar los artículos 109, 110, 111 y 112 contenidos en el Título XI sobre Modificaciones Normativas; y, adicionar un nuevo artículo 119 dentro del Título XII sobre Disposiciones Transitorias; mismos que en adelante se leerán de la manera siguiente:

**“Artículo 4. Definiciones.** Para los efectos de este Reglamento los siguientes vocablos y frases, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.

**Agentes Compradores:** ...

**Agentes del Mercado Eléctrico Nacional:** ...

**Agentes Productores:** ...

**Área de Control:** ...

**Arranque en Negro:** ...

**Condiciones de Emergencia:** ...

**Consumidor Calificado:** ...

**Demanda Firme:** ...

**Despacho Económico:** ...

**Desviaciones en Tiempo Real:** ...

**Empresa Comercializadora:** ...

**Empresa Generadora:** ...

**Empresa Transmisora:** ...

**Generación Forzada:** ...

**Indisponibilidad:** Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado.

**Indisponibilidad Programada:** ...

**Indisponibilidad Forzada:** ...

**Ingreso Variables de Transmisión:** ...

**Ley:** ...

**Mantenimiento de Emergencia:** ...

**Mantenimiento Programado:** ...

**Mantenimiento Menor:** ...

**Mercado de Contratos:** ...

**Mercado de Oportunidad:** ...

**Mercado Eléctrico Nacional:** ...

**Mercado Eléctrico Regional:** ...

**Normas Técnicas:** ...

**Operador del Sistema:** ...

**Período Crítico del Sistema:** Período formado por un conjunto de horas del año, no necesariamente consecutivas, en las cuales se producen altas demandas y que se sitúan dentro de un lapso de tiempo en que la simulación del despacho económico del sistema indica que se espera el máximo requerimiento de generación térmica de centrales que usan combustibles fósiles.

**Período de Mercado:** ...

**Planificación Operativa de Largo Plazo:** ...

**Potencia Firme Contratada:** Potencia firme que un agente productor compromete en contratos suscritos con agentes compradores, o con otros agentes productores para respaldar los compromisos contractuales de venta de potencia firme de estos últimos.

**Potencia Firme de una Unidad Generadora:** ...

**Precio de Referencia de la Potencia:** ...

**Precio Nodal:** ...

**Predespacho:** ...

**Posdeshpacho:** ...

**Programación Hidrotérmica:** ...

**Redespacho:** ...

**Regulación Primaria de Frecuencia:** ...

**Regulación Secundaria de Frecuencia:** ...

**Regulación Terciaria de Frecuencia:** ...

**Requerimiento de Potencia Firme:** Es la contribución de un agente comprador al requerimiento de potencia firme del sistema eléctrico global, siendo este último igual a la demanda máxima del sistema más el margen de reserva reglamentario.

**Reserva Fría:** ...

**Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia:** ...

**Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:** ...

**Reserva Rodante:** ...

**Servicios Complementarios:** ...

**Sistema Eléctrico Regional:** ...

**Sistema Principal de Transmisión:** ...

**Sistema Secundario de Transmisión:** ...

**Valor del Agua:** ...”

**“Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema.** La principal función del ODS ...

Para el cumplimiento de sus ...

Igualmente, serán funciones específicas del ODS las siguientes:

A. ... B. ... C. ...

D. Definir el Período Crítico del Sistema y determinar la Potencia Firme de Centrales Generadoras, así como el Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores mediante los procedimientos establecidos en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.

E. ... F. ... G. ... H. ... I. ... J. ... K. ... L. ... M. ... N. ... O. ... P. ... Q. ... R. ... S. ... T. ... U. ... V. ... W. ...

X. Elaborar propuestas de Normas Técnicas para desarrollar lo dispuesto en el presente Reglamento, propuestas que deberán ser sometidas a la aprobación de la CREE.

Y. ... Z. ...

La CREE podrá conferir ...”

**“Artículo 13. Determinación del Período Crítico del Sistema.** El ODS determinará el período crítico del SIN, con base en el cual calculará la Potencia Firme de las Centrales Generadoras y el Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores. La Norma Técnica de Potencia Firme establecerá la metodología para la determinación del período crítico.”

**“Artículo 14. Informes de Potencia Firme de Centrales Generadoras y de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.** Antes del 30 de septiembre de cada año, el ODS elaborará un Informe Preliminar de Potencia Firme de las centrales generadoras y lo comunicará a los Agentes Productores y a la CREE. Los Agentes Productores tendrán un plazo de 10 días calendario para presentar alegaciones a partir del acto de comunicación por parte del ODS. El ODS tendrá un plazo de 15 días calendario para contestar las alegaciones que los Agentes hayan presentado. Los Agentes Productores dispondrán de otros 10 días calendario para someter a la CREE los conflictos que subsistan con el ODS. La CREE resolverá dichos conflictos mediante resolución que emitirá en un plazo no superior a 15 días hábiles, misma que notificará al Agente Productor en cuestión y al ODS. El ODS, finalmente, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, emitirá el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras.

De manera similar, el ODS elaborará antes del 30 de septiembre de cada año un Informe Preliminar de Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores y lo comunicará a los Agentes Compradores y a la CREE. Los Agentes

Compradores tendrán un plazo de 10 días calendario para presentar alegaciones a partir del acto de comunicación por parte del ODS. El ODS tendrá un plazo de 15 días calendario para contestar las alegaciones que los Agentes hayan presentado. Los Agentes Compradores dispondrán de otros 10 días calendario para someter a la CREE los conflictos que subsistan con el ODS. La CREE resolverá dichos conflictos mediante resolución que emitirá en un plazo no superior a 15 días hábiles, misma que notificará al Agente Comprador en cuestión y al ODS. El ODS, finalmente, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, emitirá el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.”

**“Artículo 15. Autorización para Suministrar y Obligación de Comprar Potencia Firme.** Cada central generadora podrá vender mediante contratos o como desvíos de potencia en cada año calendario potencia firme hasta el valor que el ODS determinó para ella el año inmediatamente anterior en el Informe Definitivo de Potencia Firme de centrales generadoras.

La potencia firme que los Agentes Productores vendan en el MEN o en el MER mediante contratos deberá estar respaldada por la potencia firme de sus propias centrales generadoras o por potencia firme comprada a otros Agentes Productores mediante contratos suscritos con ellos. El ODS supervisará y controlará que los Agentes Productores cumplan con estas condiciones, e informará a la CREE de cualquier incumplimiento que detecte, para las acciones que corresponda tomar.

Cada Agente Comprador, deberá evidenciar ante el ODS que tiene contratada para cada año calendario la potencia firme necesaria para cubrir su requerimiento de potencia firme determinado en el Informe de Requerimiento de Potencia

Firme emitido por el ODS en el año anterior. Para el caso de los consumidores calificados que actúen como Agentes del MEN, deberán de evidenciar ante el ODS la potencia firme contratada para cubrir el porcentaje de su requerimiento de potencia firme de acuerdo con lo dispuesto en el reglamento de la Ley.”

**“Artículo 16. Metodología de Cálculo de la Potencia Firme de Centrales Generadoras.** El ODS calculará anualmente la Potencia Firme de las centrales generadoras según su tecnología siguiendo los criterios definidos en este Reglamento. La Norma Técnica de Potencia Firme detallará el método de cálculo.

El ODS calculará la potencia firme de las centrales generadoras mediante simulaciones de la operación del sistema usando el mismo modelo computacional que utiliza para la planificación de largo plazo de la operación. En la realización de este cálculo, el ODS considerará sólo el efecto de factores asociados exclusivamente a las propias centrales, su tecnología, y la disponibilidad y características del recurso energético que utilicen. El ODS no tomará en cuenta el efecto de la disponibilidad de las redes de transmisión o de distribución a las que estén conectadas las centrales generadoras.

Para efectos del cálculo de la potencia firme, el ODS podrá tratar como una sola a un conjunto de centrales generadoras si:

- A. La agregación de las centrales en una sola simplifica el cálculo sin agregar error;
- B. Las centrales pertenecen a una misma empresa generadora;
- y,
- C. Están conectadas a la red de transmisión o distribución en el mismo punto.

En este caso, la suma de las potencias firmes que las centrales individuales puedan comprometer en contratos, o por la que

puedan recibir remuneración por desvíos de potencia, no podrá ser mayor que la potencia firme que el ODS haya determinado para el conjunto en el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras.”

**“Artículo 17. Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.** Los Agentes Compradores deberán comunicar al ODS a más tardar el 31 de agosto de cada año una estimación de su demanda prevista para cada mes del año siguiente, incluyendo curvas de carga típicas para los diferentes tipos de días. El ODS utilizará esas curvas para determinar la demanda de cada Agente Comprador en el momento del máximo requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado para el período crítico de ese año siguiente. El requerimiento de potencia firme del Agente será igual a esa demanda, más la pérdida de potencia proyectada en la red, más el margen de reserva fijado anualmente por la CREE. La Norma Técnica de Potencia Firme establecerá los criterios para determinar el porcentaje de pérdidas de potencia en las redes de transmisión y de distribución, en el momento del máximo requerimiento de potencia del sistema eléctrico arriba indicado, atribuible a cada Agente Comprador.”

**“Artículo 18. Cálculo de Desvíos de Potencia Firme.** Cada mes, el ODS determinará para cada Agente Productor la diferencia entre, por una parte, la potencia que haya tenido disponible en el mes, la que será como máximo igual a la potencia firme de las centrales de las que es titular determinada en el informe definitivo sobre potencia firme de centrales generadoras, más la potencia firme que esté comprando de otros Agentes Productores mediante contratos y, por otra parte, la potencia firme que ese Agente tenga comprometida en contratos de venta de potencia firme en ese mes.

Asimismo, el ODS determinará cada mes para cada Agente Comprador la diferencia entre la potencia firme que ese

Agente tenga contratada en ese mes, y su contribución al requerimiento máximo de potencia del sistema eléctrico en el mes, la que será como mínimo igual al valor determinado para él en el Informe Definitivo de los Requerimientos de potencia firme de Agentes Compradores.

Las diferencias determinadas por el ODS constituyen desvíos de potencia firme.”

**“Artículo 19. Liquidación de los Desvíos de Potencia Firme.** Los desvíos de potencia firme que se produzcan darán lugar en el corto plazo a transacciones entre los agentes en el mercado de oportunidad. El ODS elaborará cada mes, como parte del informe de transacciones comerciales, un Informe de Liquidación de Desvíos de Potencia Firme y lo remitirá a los Agentes Productores y a los Agentes Compradores.”

**“Artículo 20. Contratación de Potencia Firme.** En casos de racionamientos debido a falta de capacidad de generación en el SIN, los Agentes Compradores que tengan contratos de compra de potencia firme tendrán derecho a continuar recibiendo suministro de energía.

Esta disposición queda condicionada a que la central o centrales de los Agentes Productores con los que el Agente Comprador haya contratado, o en su defecto, las centrales de los Agentes Productores a quienes el vendedor compró dicha potencia firme, estén operando y estén conectadas a la misma porción de red que las instalaciones del Agente Comprador, en caso de que la red se hubiera dividido en islas o en caso de que la porción de red a la que están conectadas las instalaciones del Agente Comprador estuviera separada del resto del sistema por efecto de congestiones de transmisión. Lo anterior será sin perjuicio de la responsabilidad que le corresponde al

Agente o empresa transmisora que haya ocasionado el daño o incumplimiento que produjo el racionamiento.”

**“Artículo 24. Información a remitir al ODS y Auditoría Técnica de las Centrales Generadoras.** Los Agentes del MEN con plantas de generación deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus unidades generadoras, el cual podrá ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su nivel de carga y los costos de arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una Auditoría Técnica de los parámetros operativos de cualquier tipo de centrales.”

**“Artículo 109. Modificación al Reglamento.** Este reglamento podrá ser modificado por iniciativa propia de la CREE o a solicitud del ODS.

Para el primer caso, la CREE podrá iniciar el proceso de modificación de oficio y presentará al ODS, a través de un informe justificativo, las razones para dicha propuesta. El ODS tendrá un período de quince (15) días hábiles para dar sus opiniones o recomendaciones de mejora a esta propuesta. Una vez recibido el pronunciamiento del ODS, la CREE aprobará las adiciones, modificaciones o derogaciones a este reglamento. La omisión de un pronunciamiento por parte del ODS durante el período antes relacionado se tomará como un pronunciamiento a favor de la propuesta de modificación. En el caso en que el ODS presente ante la CREE una solicitud de propuesta de modificación del presente reglamento, deberá acompañar la solicitud con un informe preceptivo que permita justificar adecuadamente que las modificaciones que se solicitan permitirían facilitar la consecución de los objetivos establecidos por la Ley.

Los Agentes del MEN también podrán proponer modificaciones al ROM, para lo cual podrán pedir al ODS que proponga una solicitud de modificación ante la CREE. En este caso, el o los Agentes del MEN proporcionarán al ODS una propuesta de modificación y un informe preceptivo a fin de que este analice lo presentado, realice las observaciones y modificaciones necesarias previo a remitir la propuesta ante la CREE.”

**“Artículo 110. Resolución a la Solicitud de Modificación por Parte del ODS.** Previo a que la CREE emita una resolución a la solicitud presentada por el ODS, podrá realizar de oficio los análisis y recabar los informes que considere necesarios. Con base en esta información, la CREE deberá emitir una resolución en el plazo de treinta (30) días hábiles a partir de la recepción de la solicitud. Dicha resolución podrá consistir en la aprobación parcial, total o rechazo, debidamente justificado, de la solicitud de modificación propuesta.

En caso de aprobar la solicitud, la CREE emitirá el acto administrativo mediante el cual apruebe la modificación al reglamento a fin de publicarla.”

**“Artículo 111. Solicitud de Creación o Modificación de Normas Técnicas que Desarrollan el Presente Reglamento.** La CREE preparará, emitirá y en su caso, modificará las normas técnicas que considere necesarias para la debida aplicación del presente reglamento.

El ODS, a iniciativa propia, podrá elaborar una propuesta de creación o modificación de una norma técnica que desarrolle este reglamento, a fin de solicitar a la CREE su aprobación en los mismos términos que realiza la solicitud para modificaciones del presente reglamento. Por su parte, la CREE resolverá de manera análoga a lo que establece el artículo 110 del presente reglamento.

Los Agentes del MEN, las Empresas Transmisoras o la CREE, podrán solicitar al ODS que elabore una propuesta para la creación o modificación de una norma técnica que desarrolle el presente reglamento. Esta propuesta deberá justificar adecuadamente que las modificaciones que se solicitan permitirían facilitar los objetivos establecidos en el presente reglamento.”

**“Artículo 112. Solicitud de Propuesta de Normas Técnicas que Desarrollan el Presente Reglamento o sus Modificaciones ante el ODS.** El ODS deberá analizar la solicitud presentada por los Agentes del MEN o las Empresas Transmisoras y podrá rechazar las solicitudes presentadas por ellos con justificación de motivos. En caso de rechazo, los Agentes del MEN o Empresas Transmisoras que hicieron la solicitud, podrán acudir a la CREE con sus justificaciones y argumentos para que la misma evalúe la conveniencia de remitir el caso nuevamente al ODS.

En el caso que el ODS de por aceptada la solicitud de propuesta de modificación, este elaborará una propuesta de norma técnica en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles después de recibida la solicitud. Tras elaborar la propuesta de norma técnica, el ODS tendrá un plazo de quince (15) días hábiles para desarrollar un informe preceptivo; mismo que deberá remitir a la CREE junto con el informe final de propuesta de modificación o creación de la norma técnica. Finalmente, corresponderá a la CREE aprobar, con o sin modificaciones, o rechazar la propuesta presentada por el ODS con justificación de motivos.”

**“Artículo 119. Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores para el año 2022.** La elaboración y emisión del Informe de Potencia Firme de

Centrales Generadoras y el Informe de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores para el año dos mil veintidós (2022) se sujetará al procedimiento que establece el presente artículo y no a lo dispuesto en el Artículo 14 del presente Reglamento.

El ODS, a más tardar el quince (15) de noviembre del año dos mil veintiuno (2021), elaborará y publicará, al menos en su página web, el Informe preliminar de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe preliminar de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores. Los Agentes Productores, o Agentes Compradores en su caso, tendrán un plazo de diez (10) días hábiles a partir de la publicación de los informes referidos para presentar alegaciones ante el ODS. El ODS tendrá un plazo de tres (03) días hábiles para contestar las alegaciones que al efecto fueren presentadas. Cada Agente Productor, o Agente Comprador en su caso, dispondrá de diez (10) días hábiles, contados a partir del día en que el ODS notifique la decisión sobre las alegaciones presentadas, para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS.

La CREE resolverá sobre las controversias puestas a su conocimiento, en un plazo no superior a cinco (05) días hábiles. El ODS finalmente a más tardar el veintisiete (27) de diciembre del año dos mil veintiuno (2021) emitirá el Informe definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores correspondientes al año dos mil veintidós (2022).”

**TERCERO:** Confirmar en todas y cada una de sus demás partes el Reglamento de Operación del Sistema y

Administración del Mercado Mayorista aprobado mediante Acuerdo CREE-074 de fecha 30 de junio de 2020.

**CUARTO:** Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico.

**QUINTO:** Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas que procedan con la publicación del presente acuerdo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**SEXTO:** El presente acuerdo será vigente a partir de su publicación en el Diario Oficial “La Gaceta”.

**SÉPTIMO:** Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F, Romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

**OCTAVO:** Publíquese y comuníquese.

**GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA**

**JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA**

**LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ**

## Sección “B”



**CERTIFICACIÓN 1127-2021.** El Infrascrito, Secretario General del Consejo Nacional Electoral por este medio **CERTIFICA** la **RESOLUCIÓN tomada por unanimidad, en el punto VI (Asuntos Electorales) numeral siete (07) del Acta Número 31-2021**, correspondiente a la sesión, celebrada por el Pleno de este Organismo Electoral el día lunes veintiuno (21) de junio de dos mil veintiuno (2021), reanudada el día miércoles veintitrés (23), sábado veintiséis (26) y domingo veintisiete (27) del mismo mes y año, que literalmente dice: “El Consejo Nacional Electoral en virtud del caso de empate en el nivel electivo municipal de Nuevo Celilac, departamento de Santa Bárbara del Partido Libertad y Refundación, resultante de las Elecciones Primarias celebradas el catorce (14) de marzo del presente año, y en cumplimiento con lo dispuesto en la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas, según lo previsto en su artículo 196, que literalmente versa, **“Los casos de empate en las elecciones** o en los residuos de votos en el procedimiento de declaratoria de elección, serán resueltos por el Consejo Nacional Electoral, **mediante sorteo** que se celebrará en presencia de los interesados”. En tal sentido este Organismo Electoral procedió a convocar de conformidad a la Ley a los ciudadanos José Elías Zaldívar Rodríguez y el Ciudadano Gabriel Caballero Guzmán, el día miércoles veintitrés (23) de junio del corriente año, para realizar el desempate

mediante sorteo, el cual sólo contó con la presencia del ciudadano Gabriel Caballero Guzmán. De manera expresa el ciudadano José Elías Zaldívar Rodríguez, manifestó su negativa de someterse a la autoridad del Consejo Nacional Electoral y de no asistir a futuras convocatorias, realizadas por este Organismo Electoral, con el fin de resolver el desempate. De conformidad a lo establecido en el Código Penal, **artículo 572** según lo tipificado en el delito de Desobediencia que de manera literal dispone, “Quienes, sin estar comprendidos en los artículos anteriores, **desobedecen gravemente a la autoridad**, funcionarios o empleados públicos en el ejercicio de sus funciones, deben ser castigados con las penas de prisión de seis (6) meses a dos (2) años.” El ciudadano José Elías Zaldívar Rodríguez, ha desobedecido a la máxima autoridad electoral y en reiteradas ocasiones este Organismo Electoral ha tratado de comunicarse con él, sin obtener respuesta alguna. **POR TANTO:** El Pleno del Consejeros, en uso de las facultades que le otorga la Ley y en aplicación del artículo 196 de la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas, 34 inciso c) y 150 de la Ley de Procedimiento Administrativo y 469 del Código Procesal Civil, por unanimidad de votos. **RESUELVE:** a) **DECLARAR NULA LA DECLARATORIA DE ELECCIONES PRIMARIAS** en el nivel electivo municipal de Nuevo Celilac, departamento de Santa Bárbara, correspondiente al Partido Libertad y Refundación (LIBRE), específicamente en la página 254 del Diario Oficial La Gaceta Número 35571, de fecha catorce (14) de abril de dos mil veintiuno (2021)

b. DECLARAR EN DESOBEDIENCIA al ciudadano José Elías Zaldívar Rodríguez. c. DECLARAR COMO CANDIDATO ELECTO para las Elecciones Generales 2021 al ciudadano Gabriel Caballero Guzmán, en el nivel electivo de Corporación Municipal del municipio de Nuevo Celilac, departamento de Santa Bárbara, por el Partido Libertad y Refundación (LIBRE). d. Publicar en el Diario Oficial La Gaceta al candidato ganador señor Gabriel Caballero Guzmán, para los fines legales correspondientes, la planilla se integra de la manera siguiente:

Cargo	Identidad	Nombre	Movimiento
Alcalde Municipal	1615198000173	Gabriel Caballero Guzmán	M28
Vice Alcalde Municipal	1615197500123	Herlin Cortés Reyes	M28
Regidor # 1	1615198400123	José Elías Zaldívar Rodríguez	FRP-POR-5J-SOMOS+-PUEBLO LIBRE-NC-NC-AAAMEL
Regidor # 2	0501197506791	Karla Patricia Padilla Enamorado	FRP-POR-5J-SOMOS+-PUEBLO LIBRE-NC-NC-AAAMEL
Regidor # 3	1615197500056	Suyapa Patricia Pineda Valle	M28
Regidor # 4	1622198400231	Rafael Santos	FRP-POR-5J-SOMOS+-PUEBLO LIBRE-NC-NC-AAAMEL
Regidor # 5	1615196500140	Orlando Enamorado Teruel	M28
Regidor # 6	1615197600158	María Dolores Valle	FRP-POR-5J-SOMOS+-PUEBLO LIBRE-NC-NC-AAAMEL

e. Comunicar al Ministerio Público la supuesta conducta delictiva del ciudadano José Elías Zaldívar Rodríguez con los antecedentes del caso para que proceda de conformidad al Código Penal. Esto debido a que el Consejo Nacional Electoral (CNE) constata tal proceder contrario al sistema electoral”.

Para los fines legales pertinentes, se extiende la presente Certificación en la ciudad de Tegucigalpa, Municipio del Distrito Central, a los veintisiete (27) días del mes de junio de dos mil veintiuno (2021).

**ABOG. ALEJANDRO MARTÍNEZ QUEZADA**

**SECRETARIO GENERAL**

Para su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

3 N. 2021



**CERTIFICACIÓN 1480-2021.** El infrascrito, Secretario General del Consejo Nacional Electoral por este medio **CERTIFICA** la **RESOLUCIÓN** tomada por unanimidad, en el **punto VI (Asuntos Electorales) numeral nueve (09) del Acta Número 52-2021**, correspondiente a la Sesión, celebrada por el Pleno de este Organismo Electoral el día martes catorce (14) de septiembre, dos mil veintiuno (2021), que literalmente dice: “El pleno de Consejeros, recibió nota de los señores **Lino Tomas Mendoza, Eduardo Fuentes y Jaime Rodríguez, Co Directores de la Dirección de Organizaciones Políticas y Candidaturas**, mediante la cual solicitan corrección de la nómina de San Nicolás departamento de Copán del Partido Libertad y Refundación (LIBRE) de acuerdo a lo siguientes: En vista que hubo un error en la publicación de la Declaratoria de Elecciones Primarias 2021, no se cumplió con lo establecido en el Artículo 125 de la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas. En las Elecciones Primarias celebradas el 14 de marzo del 2021, en el municipio de San Nicolás, Departamento de Copán en el nivel electivo de la Corporación Municipal

y de acuerdo a la publicación de resultados del Consejo Nacional Electoral se obtuvieron los siguientes resultados:

Miguel Ángel López Contreras	72 votos
Nelson Orlando Miranda	70 votos
Bence Lorena Pineda Santos	2 votos

**En la Declaratoria de Elecciones Primarias 2021, publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 14 de abril 2021, se publicó la integración de la nómina de Corporación Municipal de San Nicolás, Copán, tomando solamente la nómina que pertenece el candidato ganador señor Miguel Ángel López Contreras y no se realizó la integración como lo estipula el Artículo 125 de la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas. En tal sentido se remitió comunicación a la Dirección de Sistemas y Estrategias Tecnológicas, para que realizara la integración de forma correcta y con base a lo anteriormente planteado, remitieron la integración de la forma siguiente:**

DEPARTAMENTO DE COPAN, MUNICIPIO DE SAN NICOLAS			
Cargos	Movimiento	No. Identidad	Nombre
Alcalde Municipal	M28/POR	0419196400106	MIGUEL ANGEL LOPEZ CONTRERAS
Vice Alcalde Municipal	M28/POR	0419197000030	REINA ISABEL MEJIA ARITA
I Regidor	NUEVA CORRIENTE	0419197700237	NELSON ORLANDO MIRANDA

II Regidor	M28/POR	0419196900140	MARIA MIRIAN ARGENTINA MADRID OLIVA
III Regidor	NUEVA CORRIENTE	0408197700044	CARLA YADIRA PEÑA
IV Regidor	M28/POR	0419199000238	OSLIN XAVIER SANTOS LOPEZ
V Regidor	NUEVA CORRIENTE	0419196100016	JUAN ANGEL ARITA AGUILAR
VI Regidor	M28/POR	0419199000224	MARIANA DE JESUS ESCOBAR CHAVARRIA

**POR TANTO:** El Pleno de Consejeros, por unanimidad de votos. **RESUELVE:** Autorizar la integración de la planilla municipal de San Nicolás, Departamento de Copán, del Partido Libertad y Refundación (LIBRE), por lo antes expuesto. Para que surta los efectos legales correspondientes. Publíquese en el Diario Oficial La GACETA”.

Para ser publicado en el Diario Oficial La Gaceta.

Para los fines legales pertinentes, se extiende la presente Certificación en la ciudad de Tegucigalpa, Municipio del Distrito Central, a los veinte (20) días del mes de septiembre de dos mil veintiuno (2021).

**ABOG. ALEJANDRO MARTÍNEZ QUEZADA**  
**SECRETARIO GENERAL**

3 N. 2021.

#### CERTIFICACIÓN

El infrascrito, Encargado de la Secretaría General de la Secretaría de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico, **CERTIFICA:** La **LICENCIA DE DISTRIBUIDOR NO EXCLUSIVO**, otorgada en la Resolución Número 656-2021 de fecha 18 de octubre del año 2021, en relación al Certificado de Autorización de Venta, que **LITERALMENTE DICE:** La Secretaría de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico, en cumplimiento con lo establecido en el Artículo 4 de la Ley de Representantes, Distribuidores y Agentes de Empresas Nacionales y Extranjeras, extiende la presente Licencia de **DISTRIBUIDOR** a la Empresa **SISTEMAS E IMÁGENES MÉDICOS, S. DE R.L.**, como Concesionaria de la empresa Concedente **GREAT GROUP MEDICAL CO., Ltd.**, de nacionalidad taiwanesa, de forma **NO EXCLUSIVA; POR TIEMPO DEFINIDO** hasta el 31 de diciembre de 2023, con jurisdicción en **TODO EL TERRITORIO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS**, para distribuir, comercializar la marca GGM, los siguientes productos: **SANITARIOS Y ACCESORIOS MÉDICOS COMO SISTEMA/DISPOSITIVO DE TERAPIA DE ALTO FLUJO, CÁNULA NASAL DE ALTO FLUJO, EQUIPOS Y CÁMARAS DE HUMIDIFICADOR, CIRCUITOS RESPIRATORIOS, FLUJÓMETROS, ACCESORIOS DE ALTO FLUJO, SISTEMA CPAP BURBUJA, PRONGS NASALES BLENDERS, FILTROS, CIRCUITOS DE ANESTESIA, MASCARILLAS BIPAP/CPAP/NIV, Y OTROS ACCESORIOS RESPIRATORIOS.;** **F. y S. MARÍA ANTONIA RIVERA**, Encargada de la Secretaría de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico. **CESAR ANDRÉS VERDE ZUNIGA**, Encargado de la Secretaría General Acuerdo No.172- 2021. Esta certificación no surtirá efecto legal alguno, si la misma no es publicada en el Diario Oficial La Gaceta y registrada en la Dirección General de Sectores Productivos de esta Secretaría de Estado.

Para los fines que al interesado convenga, se extiende la presente en la ciudad de Tegucigalpa, municipio del Distrito Central, veinticinco de octubre del año dos mil veintiuno.

**CESAR ANDRES VERDE ZUNIGA**  
Encargado de la Secretaría General  
Acuerdo No. 172-2021.

3 N. 2021.



## AVISO DE LICITACIÓN PÚBLICA NACIONAL

República de Honduras  
Instituto de Previsión Militar (IPM)

“Adquisiciones del Sistema de Respaldo de Datos  
del Instituto de Previsión Militar (IPM)”

IPM-LPN-GC-2021-017

1. El Instituto de Previsión Militar, invita a las empresas interesadas en participar en la Licitación Pública Nacional No. IPM-LPN-GC-2021-017 a presentar ofertas selladas para: Adquisiciones del Sistema de Respaldo de Datos del Instituto de previsión Militar (IPM).
2. El financiamiento para la realización del presente proceso proviene de Fondos propios.
3. La licitación se efectuará conforme a los procedimientos de Licitación Pública Nacional (LPN) establecidos en la Ley de Contratación del Estado y su Reglamento.
4. Los interesados podrán adquirir los documentos de la presente Licitación, mediante solicitud escrita al Coronel de Seguridad de Instalaciones

D.E.M.A. don Alfredo Fabricio Erazo Puerto en el Edificio Principal del IPM, Boulevard Centroamérica, a partir del día lunes 11 de octubre del 2021 en un horario [de 8:30 a.m. a 4:00 p.m.], presentar un CD en blanco. Los documentos de la licitación también podrán ser examinados en el Sistema de Información de Contratación y Adquisiciones del Estado de Honduras, “HonduCompras”, ([www.honducompras.gob.hn](http://www.honducompras.gob.hn)).

5. Las ofertas podrán presentarse en la siguiente dirección 2do. Piso, Departamento de Compras y Licitaciones del Edificio principal del IPM, Boulevard Centroamérica, a más tardar a las 09:45 a.m. de jueves 11 de noviembre de 2021. Las ofertas que se reciban fuera de plazo serán rechazadas. Las ofertas se abrirán en presencia de los representantes de los oferentes que deseen asistir en la dirección indicada, a las 10:00 a.m. horas. Jueves 11 de noviembre de 2021.

Tegucigalpa, septiembre 2021

**CNEL. DE SEGURIDAD DE INSTALACIONES DEMA**  
**ALFREDO FABRICIO ERAZO PUERTO**  
**GERENTE DEL INSTITUTO DE PREVISIÓN**  
**MILITAR**

3 N. 2021



## AVISO DE LICITACIÓN PÚBLICA NACIONAL

República de Honduras  
Instituto de Previsión Militar (IPM)

“Resane e Impermeabilización de Tanques Elevados  
Ubicados en el Edificio Principal del Complejo IPM”  
IPM-LPN-GC-2021-018

1. El Instituto de Previsión Militar, invita a las empresas interesadas en participar en la Licitación Pública Nacional No. IPM-LPN-GC-2021-018 a presentar ofertas selladas para: “Resane e Impermeabilización de Tanques Elevados Ubicados en el Edificio Principal del Complejo IPM.
2. El financiamiento para la realización del presente proceso proviene de Fondos propios.
3. La licitación se efectuará conforme a los procedimientos de Licitación Pública Nacional (LPN) establecidos en la Ley de Contratación del Estado y su Reglamento.
4. Los interesados podrán adquirir los documentos de la presente Licitación, mediante solicitud

escrita al Coronel de Seguridad de Instalaciones D. E. M.A., Don Alfredo Fabricio Erazo Puerto en el edificio principal del IPM, Boulevard Centroamérica a partir del día jueves 21 de octubre del 2021, en un horario de 8:30 a.m. a 4:00 p.m., presentar un CD en blanco. Los documentos de la licitación también podrán ser examinados en el Sistema de Información de Contratación y Adquisiciones del Estado de Honduras, “HonduCompras”, ([www.honducompras.gob.hn](http://www.honducompras.gob.hn)).

5. Las ofertas podrán presentarse en la siguiente dirección: 2do. piso, Departamento de Compras y Licitaciones del edificio principal del IPM, Boulevard Centroamérica, a más tardar a las 09:45 a.m., del miércoles 17 de noviembre de 2021. Las ofertas que se reciban fuera de plazo serán rechazadas. Las ofertas se abrirán en presencia de los representantes de los oferentes que deseen asistir en la dirección indicada, a las 10:00 a.m., horas del miércoles 17 de noviembre de 2021.

Tegucigalpa, octubre 2021

**CNEL. DE SEGURIDAD DE INSTALACIONES DEMA  
ALFREDO FABRICIO ERAZO PUERTO  
GERENTE DEL INSTITUTO DE PREVISIÓN  
MILITAR**

3 N. 2021

**SECRETARÍA DE  
DESARROLLO ECONÓMICO**

**CERTIFICACIÓN**

El infrascrito, Encargado de la Secretaría General de la Secretaría de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico

**CERTIFICA:** La **LICENCIA DE AGENTE**, otorgada en la Resolución Número 646-2021 de fecha 11 de octubre del año 2021, en relación al Contrato de Nombramiento de Agente Vendedor y sus diferentes Addendums otorgado por la empresa Concedente en fecha 15 de julio del año 2013, que **LITERALMENTE DICE:** La Secretaría de Estado en

el Despacho de Desarrollo Económico en cumplimiento con lo establecido en el Artículo 4 de la Ley de Representantes,

Distribuidores y Agentes de Empresas Nacionales y Extranjeras, extiende la presente Licencia de **AGENTE**, a la

Empresa **INTERCENTRO, S.A.**, como Concesionaria de la empresa Concedente **TELEFONICA CELULAR, S.A. DE**

**C.V. (CELTEL)**, de nacionalidad hondureña, de forma **NO EXCLUSIVA; POR TIEMPO DEFINIDO hasta el 15 de**

**julio del año 2022**, con jurisdicción en los **Departamentos de Comayagua, Ocotepeque, Copán, Cortés, Atlántida,**

**Colón, Yoro, Santa Bárbara, Gracias a Dios, Islas de la Bahía para comercializar productos prepagados**

**los cuales comprenden tarjetas, recargas electrónicas, (EPIN), sincards y teléfono bajo la marca TIGO, la venta**

**de PRODUCTOS POSPAGO; suscripciones de servicios de telefonía móvil celular en línea de créditos, equipos**

**accesorios, por medio de red particular de distribución en todo el territorio que CELTEL le ha designado para la ejecución de sus actividades; TIGO MONEY, para realizar consultas, transacciones, transferencias de dinero, pagos, compras y otros servicios financieros, utilizando un teléfono celular de conformidad a las políticas, procedimientos y regulaciones establecidas para este tipo de operaciones, y cualquier otro producto**

**de la marca TIGO. F. y S. MARÍA ANTONIA RIVERA,**

Encargada de la Secretaría de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico. **CESAR ANDRÉS VERDE**

**ZUNIGA**, Encargado de la Secretaria General, Acuerdo No.172-2021. Esta certificación no surtirá efecto legal

alguno, si la misma no es publicada en el Diario Oficial La Gaceta y registrada en la Dirección General de Sectores

Productivos de esta Secretaría de Estado.

Para los fines que al interesado convenga, se extiende la presente en la ciudad de Tegucigalpa, municipio del Distrito Central, catorce de octubre del año dos mil veintiuno.

**CESAR ANDRES VERDE ZUNIGA**

Encargado de la Secretaría General

Acuerdo No. 172-2021

3 N. 2021

**JUZGADO DE LETRAS  
CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO  
República de Honduras, C.A.**

**AVISO**

El infrascrito, Secretario del Juzgado de Letras de lo Contencioso Administrativo, en aplicación del artículo cincuenta (50) de la Ley de esta jurisdicción, a los interesados y para los efectos legales correspondientes, **HACE SABER:** Que en fecha 21 de marzo de 2019, comparecieron ante este Juzgado la Ciudadana **SHURN VERNICA BODDEN DILBERT**, en su condición personal, por la **VÍA DEL PROCEDIMIENTO ORDINARIO** para la declaración de ilegalidad y nulidad del acto administrativo impugnado consistente en la **RESOLUCIÓN No. 005/2018-SG-TSC-RR de fecha 18 de enero de 2018**, emitida por el **TRIBUNAL SUPERIOR DE CUENTAS (TSC)**, la cual declara sin lugar el Recurso de Reposición interpuesto ante dicho Tribunal y **RESOLUCIÓN NÚMERO 127/2014-SG-TSC de fecha 06 de febrero del año 2014**, por emitida por el **TRIBUNAL SUPERIOR DE CUENTAS (TSC)**; contra el Tribunal Superior de Cuentas, a través del Magistrado Presidente, quedando registrada en esta Judicatura bajo el Orden de Ingreso **No.0801-2019-00131**. Asimismo se hace la advertencia que los legitimados como parte demandada con arreglo al inciso C) del artículo 17 de la Ley de la Jurisdicción de lo Contencioso Administrativo y los coadyuvantes se entenderán EMPLAZADOS con la presente publicación.

**ABOG. KENIA MARITZA CASTRO MARTINEZ  
SECRETARIA ADJUNTA**

3 N. 2021

**DIRECCIÓN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN E  
INTELIGENCIA**

**AVISO**

**INVITACIÓN A LICITAR**

La Dirección Nacional de Investigación e Inteligencia (DNII) invita a todas las compañías Aseguradoras Nacionales, interesadas a participar en la realización del proceso de Licitación Pública Nacional Número DNII-LPN01-2021, con financiamiento de fondos propios, a fin de suscribir un contrato para la adquisición de dos Pólizas de Seguros para los Vehículos y Motocicletas de la DNII.

Las Bases de Licitación podrán ser retiradas por los interesados en la Secretaría General de la DNII, ubicada en el Edificio principal, Aldea el Ocotol, carretera al primer Batallón, contiguo a gasolinera Texaco, Comayagüela, Municipio del Distrito Central, República de Honduras; a partir del día lunes ocho (8) de noviembre al viernes doce (12) de noviembre del año dos mil veintiuno (2021), en un horario de 7:30 a.m. a 5:00 p.m., debiendo pagar la cantidad de QUINIENTOS LEMPTRAS (L.500.00) NO REEMBOLSABLES, mediante Recibo de Pago TGR-1 con código 12121, a nombre

de la Secretaría de Finanzas, para ser inscritos en el registro de participantes, la presentación de las ofertas será a las 8:30 a.m., y la apertura será a las 9:00 a.m., ambas el día lunes veintidós (22) de noviembre del año dos mil veintiuno (2021), en el Edificio de la DNII, Salón de Sesiones, Segunda Planta.-Todas las ofertas deberán estar acompañadas de una Garantía Bancaria de Mantenimiento de Oferta por un monto equivalente al dos por ciento (2%) del precio total de la oferta.

El contacto para el proceso de Licitación Pública Nacional será la Secretaría General, teléfono 2280-9095, correo electrónico: legal@dnii.gob.hn

**Dirección Nacional de Investigación e Inteligencia**

3 y 4 N. 2021

**Poder Judicial  
Honduras**

**AVISO DE CANCELACIÓN Y REPOSICIÓN  
DE TITULO VALOR**

**EL INFRASCrito, SECRETARIO DEL JUZGADO DE LETRAS DE LA SECCIÓN JUDICIAL DEL PROGRESO YORO.- AL PÚBLICO EN GENERAL Y PARA LOS EFECTOS DE LEY en el artículo 634 Párrafo Tercero y 640 del Código de Comercio.- HACE SABER:** Que en este Juzgado con fecha trece de mayo febrero del año dos mil veintiuno, las señoras **CLAUDIA MELISSA AGUILERA ARAUJO** y **ANA GABRIELA AGUILERA ARAUJO**, presentaron Solicitud de Cancelación y Reposición de Título Valor de depósito a plazo número: **31-065-000499-6**, pertenece a la cuenta número **21-326-003840-1**, en la Institución Bancaria denominada **BANCO DEL PAIS S.A. (BANPAIS)**, en **agencia 65** del Municipio de Morazán, departamento de Yoro a favor del señor **CARLOS ROBERTO AGUILERA MENDOZA (Q.E.P.D.)**.-

Actúa la Abogada **MANUELA CASTILLO SOLANO** en su condición de apoderada legal de las solicitantes. -

El Progreso, departamento de Yoro a los 27 de octubre del  
2021.

**ABOG. JORGE ALBERTO ORTIZ  
SECRETARIO GENERAL**

3 N. 2021