



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



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 como 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.
- 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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:

- A. 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.
- B. 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.
- C. 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).



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.





GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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 requerido.
- 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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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 II

### 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  $V_k$  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  $k$ .





GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.

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

Banda de tensión $BP$		Valor de la energía – $VE_B$ (% del CENS)
1	$6 <  \Delta V_k  \leq 6.5$	10
2	$6.5 <  \Delta V_k  \leq 7$	20
3	$7 <  \Delta V_k  \leq 7.5$	50
4	$7.5 <  \Delta V_k  \leq 8$	80
5	$8 <  \Delta V_k $	100

**Artículo 27. 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 ( $C_{\Delta V_k}$ ) se calculará mediante la expresión siguiente:

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

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  $CENS$  de conformidad con la Tabla 2, por banda de tensión  $B$  (%);



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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 III

#### 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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 (%)
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.

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

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  $DAT_k$  mayor que cero, se utilizarán los criterios definidos en la Tabla 4.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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:

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

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 IV

### 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 ( $P_{st}$ ).

**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	$P_{st}$
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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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	$62.4 \leq f$



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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:

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

Donde:

- 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.





GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 ( $\cos\varphi_1$ ).
- 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.

$$FP_R = \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

## 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 ( $TDD$ )

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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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)	$DAIC_j$ (%)
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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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  $I_{sc}$  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  $k$ ;



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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  $DAC_k$  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
$0 < DAC_k < 1$	$CENS \times DAC_k^2$
$1 \leq DAC_k$	$CENS$



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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:

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

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)



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 período 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 período 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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 período 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)

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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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  $T_{MED}$  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 inicio.

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





GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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

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:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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

- 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:

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

- 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:

$$VF_{dur,a} = \frac{\sum_t \sum_d UT_{t,d,a} \times VF_{TIU,t,d}}{UT_a}$$

- 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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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 período 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 período de control  $s$  (USD);
- ii.  $CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada (USD/kWh);
- iii.  $FI_{a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el período de control  $s$ ;
- iv.  $ENS_{TIU,u,s}$  = Energía no Suministrada del Usuario  $u$  durante el período de control  $s$  calculada con base en el índice  $TIU$  (kWh);
- v.  $ENS_{FIU,u,s}$  = Energía no Suministrada del Usuario  $u$  durante el período 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 período de control  $s$ ;
- ii.  $FI_{dur,a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el período de control  $s$  correspondiente al indicador de duración;
- iii.  $FI_{frec,a,s}$  = Factor de indemnización del alimentador  $a$  para el período de control  $s$  correspondiente al indicador de frecuencia;
- iv.  $SAIDI_{a,s}$  = Índice global real de duración del alimentador  $a$  para el período de control  $s$ ;
- v.  $V_{dur,a,s}$  = Valor del sendero de calidad del indicador de duración para el alimentador  $a$  evaluado en el período de control  $s$ ;
- vi.  $SAIFI_{a,s}$  = Índice global real de frecuencia del alimentador  $a$  para el período de control  $s$ ;



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- vii.  $V_{frec,a,s}$  = Valor del sendero de calidad del indicador de frecuencia para el alimentador  $a$  evaluado en el período 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:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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):

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





GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 %



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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:

- $FIG_g$  = Factor de indemnización global (%);
- $CAU$  = 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);
- $Desv_g$  = 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:

- $MI_g$  = 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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;

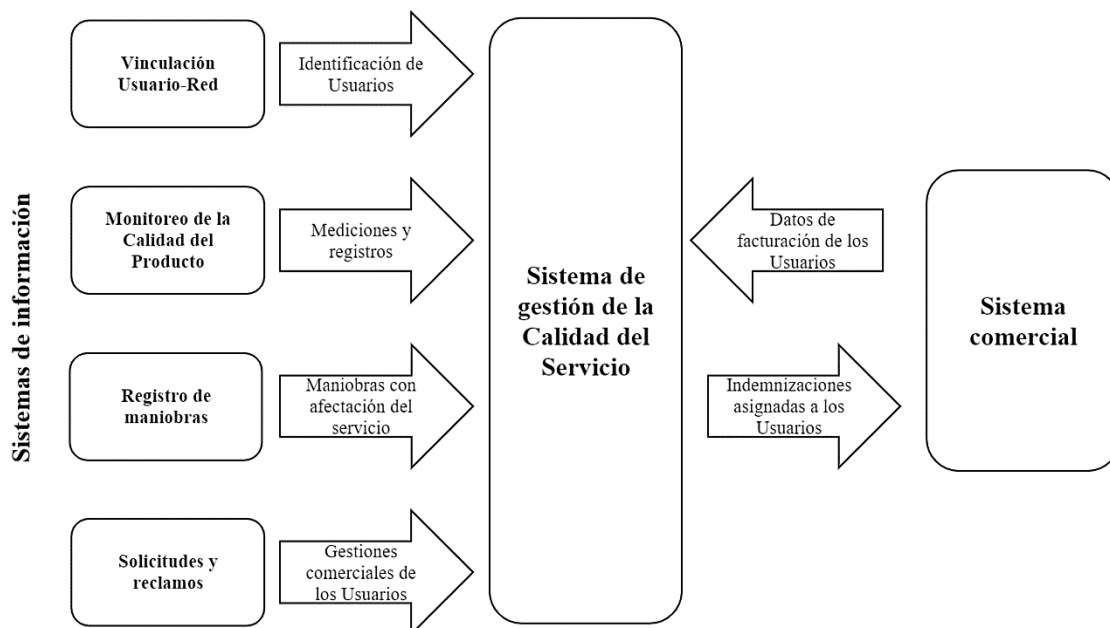


GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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 este 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;



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## 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:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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

<b>Usuarios conectados en baja tensión</b>	<b>Puntos de control requeridos</b>
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

<b>Usuarios conectados en media tensión</b>	<b>Puntos de control requeridos</b>
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.





GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

**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



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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 específica.
  - 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:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- 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.