

SIGET

Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas
de Distribución

Diciembre 2014

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I OBJETO Y ALCANCE

Art.1. **Objeto de las normas.** Las presentes Normas tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa:

- a) La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio;
- b) La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes:
 - i) Niveles de Tensión;
 - ii) Perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas);
 - iii) Incidencia del Usuario en la calidad.
- c) La calidad del servicio comercial que está relacionado con los elementos siguientes:
 - i) La Atención al usuario;
 - ii) Los medios de atención al usuario;
 - iii) La precisión de los elementos de medición.

Art. 2. **Alcance de la Normas.** Quedan sujetas a las disposiciones de las presentes Normas todos los distribuidores y usuarios que hacen uso de las redes de distribución de energía eléctrica.

CAPÍTULO II DEFINICIONES

Art. 3. **Definiciones.** Para los efectos de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, se establecen las siguientes definiciones:

ANSI: (Instituto Nacional Americano de Normas), por sus siglas en inglés, American National Standards Institute.

Área de densidad de carga: Es el área geográfica comprendida dentro de un cuadrado de un kilómetro por lado, de forma que para una empresa distribuidora las áreas de densidad de carga no se traslapen entre sí, debiendo contener en su conjunto a la totalidad de la red eléctrica y usuarios de la distribuidora.

Área de densidad de carga alta: Es aquella área de densidad de carga que contiene al menos mil habitantes o en donde la demanda de energía eléctrica de los usuarios es al menos 250 kilowatts, y que además se encuentre en una región que aglomere al menos 10 áreas contiguas que bajo los dos parámetros antes indicados puedan ser clasificadas como áreas de densidad de carga alta.

Por otra parte, independientemente al resultado de la aplicación de los criterios antes señalados, en las metodologías de control de las presentes normas se podrán definir excepciones para que áreas adicionales también sean consideradas de alta densidad de carga.

Área de densidad de carga baja: Es aquella área de densidad de carga que no ha sido definida como un área de densidad de carga alta.

Casco Urbano: Es un área geográfica con asentamientos habitacionales, comerciales y/o industriales, con distribución ordenada y regularmente establecidos. Son áreas densamente pobladas, cabeceras departamentales o municipales o núcleos integrados a las anteriores.

Días Hábiles: Se consideran los días laborales de la SIGET.

Distorsión Armónica: Es la 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 múltiples de dicha frecuencia nominal.

Flicker: Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Frecuencia Nominal: es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional con un valor de sesenta hertzios (60 Hz).

IEC: (Comisión Electrotécnica Internacional), por sus siglas en inglés, International Electrotechnical Commission.

Interrupción: Se considerará como interrupción toda falta de suministro de energía eléctrica en el punto de entrega al usuario.

Interrupción Momentánea: Son aquellas interrupciones que tienen una duración limitada hasta de tres (3) minutos, el cual es el tiempo requerido para restablecer los dispositivos de control y protección.

Interrupción Sostenida: Cualquier interrupción no clasificada como momentánea.

Nodo de Carga: Es el punto donde se unen varios elementos de la red, donde se encuentran conectados usuarios de Media o Baja Tensión.

Normas: Las presentes Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

Tensión Nominal: Es el valor Eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidos por la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad de servicio eléctrico de distribución, que prestan los distribuidores.

CAPÍTULO III. ETAPAS DE IMPLEMENTACION

Art. 4 **Implementación de la Etapa de Régimen.** Con el fin de posibilitar una adecuación gradual de los operadores y usuarios a las exigencias de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, el proceso de implementación de la etapa de Régimen se realizará en tres períodos con niveles de exigencia crecientes, cuyas fechas de implementación son las siguientes:

- a) **1 de enero de 2005 – 31 de diciembre de 2005.** Durante este periodo las empresas distribuidoras deberán desarrollar los Planes de inversión comprometidos para adecuar su infraestructura eléctrica, de forma tal que posibilite el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución, además de contar con los sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la SIGET efectuar los controles previstos en las presentes normas. Se controlará la calidad suministrada del servicio eléctrico de distribución mediante el seguimiento de indicadores globales e individuales para exigir el cumplimiento de los valores establecidos en estas normas, compensándose en este periodo las transgresiones a los límites individuales en la Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico.

En los primeros treinta días de Enero de 2005, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

Sin embargo, si al finalizar este período las empresas distribuidoras de energía eléctrica, hubieren demostrado haber realizado todos los esfuerzos e inversiones necesarios para alcanzar los estándares de calidad contenidos en esta norma para ese año y se comprobare que aún no corresponden a los indicadores mínimos exigidos, SIGET podrá prorrogar la compensación por indicadores globales de calidad del servicio técnico por un año más.

- b) **1 de enero de 2006 – 31 de diciembre de 2007:** En este período, entrarán en vigencia las compensaciones por Calidad de Servicio Técnico, además de continuar las compensaciones individuales en las Calidades de Servicio Comercial y Producto Técnico; las empresas distribuidoras continuarán desarrollando el plan de inversiones comprometido para dicho período, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución.

En los primeros treinta días de Enero de 2006 y 2007, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

- c) **1 de enero de 2008 en adelante:** En este período se aplicarán todas las compensaciones individuales y globales por las transgresiones a los límites establecidos en la norma de Calidad del

Servicio de los Sistemas de Distribución; además de entrar en vigencia las compensaciones por perturbaciones. Las empresas distribuidoras continuarán desarrollando las inversiones que consideren necesarias para el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial.

En los primeros treinta días de Enero de 2008, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

- d) Los indicadores y compensaciones relacionados con la precisión de los equipos de medición, así como la Metodología para el Control de los Equipos de Medición se implementará a partir del año 2015 de la manera siguiente:

d.1) **Etapa inicial:** Desde el 1 de julio de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015, continuará la obligación de las empresas distribuidoras de calibrar los equipos de medición dentro de los límites de tolerancia establecidos en las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica y determinados en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución e iniciándose la obligación de cumplir con las disposiciones establecidas en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición.

d.2) **Etapa de Régimen:** A partir del 1 de enero de 2016, las empresas distribuidoras continuarán con la obligación de calibrar los equipos de medición dentro de los límites de tolerancia establecidos en las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica y determinados en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, y de cumplir con las disposiciones establecidas en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición; en esta Etapa, asociada a las disposiciones antes citadas, entrará en vigencia las compensaciones que han sido establecidas en la Normativa de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

La totalidad de la información obtenida en los diferentes periodos, referente a los controles de calidad, deberá remitirse a la SIGET con los archivos magnéticos y formatos que ésta ha determinado.

TÍTULO II SISTEMA DE MEDICION

CAPÍTULO I. SISTEMA DE MEDICION Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Art. 5. El objeto de establecer un Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la Calidad del Servicio Técnico y la Calidad del Producto, sistema que deberá contemplar al menos, lo siguiente:

- a) La interrelación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de Calidad del Servicio Técnico y de Calidad del Producto, establecidos en estas Normas;

- b) El cálculo de las compensaciones;
- c) El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las compensaciones;
- d) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- e) La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información;
- f) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridas por la SIGET; y,
- g) Las pruebas pertinentes que permitan a la SIGET, realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPÍTULO II. SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS

Art. 6. El objeto del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios es que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, al menos lo siguiente:

- a) La plena identificación del Usuario;
- b) El conocimiento del tipo de servicio contratado y su correspondiente estructura tarifaria;
- c) La identificación de los componentes de la red, entre otros: Transformador Media/ Baja Tensión, Conductor de Media Tensión, Transformador Alta/ Media Tensión, hasta el límite de sus propias instalaciones, asociadas a cada Usuario;
- d) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- e) La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
- f) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la SIGET; y,
- g) Las pruebas pertinentes que permitan a la SIGET, realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPÍTULO III. SISTEMA DE CONTROL DE SOLICITUDES Y RECLAMOS DEL USUARIO

Art.7. El objeto del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- a) La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del servicio de distribución;
- b) La recepción y trámite de reclamos de los Usuarios;
- c) La atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier medio de comunicación, para atender los reclamos, ininterrumpidamente, durante las veinticuatro horas del día, todos los días;
- d) El procedimiento para dar a conocer al Usuario el código o número del reclamo, mismo que le posibilite su seguimiento para dar respuesta y solución;
- e) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- f) La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
- g) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la SIGET; y,
- h) Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

TÍTULO III.- OBLIGACIONES

CAPÍTULO I OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

Art.8. El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:

- a) Prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas;
- b) Cumplir en lo que le corresponde con lo consignado en estas Normas y procedimientos aprobados por SIGET;
- c) Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones, distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, que afecten el servicio de terceros;
- d) Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a dos años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas;
- e) Pagar a sus usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias o presentes en sus redes de distribución, acreditándolas en la facturación de acuerdo a lo establecido en la presente normativa.

CAPÍTULO II OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Art.9. Las obligaciones de los Usuarios serán las siguientes:

- a) Cumplir en lo que corresponda con lo consignado en estas Normas y en procedimientos aprobados por la SIGET;
- b) Suscribir con un Comercializador el contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento y las Normas aplicables;
- c) Realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del Distribuidor que afecte la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

TÍTULO IV CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

Art.10. **Evaluación de la Calidad de Servicio Técnico.** La calidad de Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Art.11. **Período de control para la Calidad del Servicio Técnico.** El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos anuales continuos.

Art.12. Para efectos de cálculo de indicadores de calidad, se consideraran las interrupciones sostenidas.

CAPÍTULO II INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

Art.13. **Índices de Calidad para las Interrupciones.** La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kilovoltios amperios (kVA), en adelante FMIK; Tiempo Total de Interrupciones por kilovoltios amperios (kVA), en adelante TTIK; Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones /usuarios del sistema/ año), en adelante SAIFI; Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas/ usuarios del sistema /año), en adelante SAIDI; Energía No Suministrada, en adelante ENS; y por índices o indicadores individuales por usuario que se controlarán y que serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada usuario individual SAIFI y SAIDI; además de los siguientes: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio al Consumidor Afectado (interrupciones /usuarios afectados/ año) CAIFI; Índice de Duración de Interrupción Promedio por Consumidor (horas /interrupción del consumidor) CAIDI.

Indicadores Globales:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

La frecuencia media de interrupción por kVA representa la cantidad de veces que el kVA promedio de la Empresa Distribuidora sufrió una interrupción de servicio en el período analizado.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$FMIK^{RED} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED}}{kVA_{TOTAL}^{RED}} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{MTBT} + \sum_{i=1}^N PCon_i^{USUMT}}{kVA_{TOTALES}^{MTBT} + PCon_{TOTALES}^{USUMT} / FP} \Bigg|^{RED}$$

Dónde:

- FMK^{RED} : Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado para redes según el tipo de densidad de carga ALTA o BAJA.
- $\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED}$: Sumatoria de los kVA afectados por las Interrupción “i”, que van desde la 1 hasta la N. En los kVA afectados se debe considerar los de transformación MTBT como el de los usuarios de MT (USUMT) interrumpidos.
- kVA_i^{MTBT} : kVA afectados en los centros de transformación MTBT
- $PCon_i^{USUMT}$: Potencia facturada de los usuarios MT afectados por una interrupción.
- kVA_{TOTAL}^{RED} : Sumatoria de los kVA Totales instalados en transformación y de los usuarios de MT.
- $kVA_{TOTALES}^{MTBT}$: Sumatoria de los kVA totales en los centros de transformación MTBT
- $PCon_{TOTALES}^{USUMT}$: Sumatoria de la potencia facturada de todos los usuarios MT
- FP : Factor de Potencia = 0.9

b) Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

TTIK: Representa el tiempo, en valor medio, que cada kVA del conjunto considerado estuvo sin suministro en el año.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$TTIK^{RED} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED} \times Hs_i}{kVA_{TOTAL}^{RED}} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{MTBT} \times Hs_i + \sum_{i=1}^N PCon_i^{USUMT} \times Hs_i}{kVA_{TOTALES}^{MTBT} + PCon_{TOTALES}^{USUMT} / FP} \Bigg|^{RED}$$

Dónde:

$TTIK^{RED}$: Tiempo Medio de Interrupción por kVA instalado para redes según el tipo de densidad de carga ALTA o BAJA.

$\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED} \times Hs_i$: Sumatoria de los kVA afectados por Duración (Hs) de la Interrupción “i”, que va desde i=1 hasta i= N. En los kVA afectados se debe considerar los de transformación MTBT como el de los usuarios de MT (USUMT) interrumpidos.

kVA_i^{MTBT} : kVA afectados en los centros de transformación MTBT

$PCon_i^{USUMT}$: Potencia facturada de los usuarios MT afectados por una interrupción.

kVA_{TOTAL}^{RED} : Sumatoria de los kVA totales instalados en transformación y de los usuarios de MT.

$kVA_{TOTALES}^{MTBT}$: Sumatoria de los kVA totales en los centros de transformación MTBT

$PCon_{TOTALES}^{USUMT}$: Sumatoria de la potencia facturada de todos los usuarios MT

FP : Factor de Potencia = 0.9

- c) **Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones /usuarios del sistema /año) (SAIFI)**

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^N Usu_i}{Usu_T}$$

Dónde:

- N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;
 Usu_{*i*} = Número de Usuarios Afectados por la Interrupción “*i*”
 Usu_T = Número Total de Usuarios de la Empresa Distribuidora

- d) **Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas/ usuarios del sistema /año) (SAIDI);**

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^N (Dur_i \cdot Usu_i)}{Usu_T}$$

Dónde:

- N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;
 Dur_{*i*} = Duración de la Interrupción “*i*”
 Usu_{*i*} = Usuarios Afectados por la Interrupción “*i*”
 Usu_T = Usuarios Totales de la Empresa Distribuidora

Indicadores Individuales:

Los indicadores individuales o por usuario que se controlarán serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada usuario o cliente individual, índices que se detallan a continuación: Índice de frecuencia de interrupción por usuario usuario (interrupciones /usuario /año) (SAIFI_{US}); Índice de duración de interrupción por usuario (horas /usuario /año) (SAIDI_{US}); Índices de frecuencia de interrupción promedio por usuario (interrupciones /usuarios afectados /año) CAIFI; Índice de duración de interrupción promedio por usuario (horas/ interrupción del usuario) CAIDI.

- a) **Índice de Frecuencia de Interrupción por Usuario SAIFI_{US} (interrupciones /usuario /año)**

$$SAIFI_{US} = \sum_{i=1}^N Interrupciones$$

Dónde:

N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
 i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;

b) Índice de Duración de Interrupción por Usuario SAIDI_{US} (horas /usuario /año)

$$SAIDI_{US} = \sum_i^N Tiempo_{(i)}$$

Dónde:

N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
 I = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;

c) CAIFI. Índices de Frecuencia de Interrupción Promedio al Usuario Afectado (interrupciones /usuarios afectados /año)

$$CAIFI = \frac{\sum_i^N I_i}{\sum_i^N M_i}$$

Dónde:

I_i = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio para el nodo de carga i
 M_i = Número de usuarios Afectados al nodo de carga i .
N = Número de total de nodos de carga,
 i = Contador de número nodos de carga, variando de 1 a N;

Los usuarios afectados deben contarse solo una vez, independientemente del número de interrupciones que ellos pueden tener en un año. Este índice se usa particularmente cuando el año calendario es comparado con otro año calendario, dado que, en cualquier año calendario, no todos los usuarios pueden ser afectados y muchos de ellos pueden tener continuidad en el servicio.

d) **CAIDI. Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario afectado (horas/interrupción del usuario)**

$$CAIDI = \frac{\sum_i^N Dur_i Usu_i}{\sum_i^N Usu_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Dónde:

- Dur_i = Duración de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
- Usu_i = Número de usuarios afectados por la interrupción i ,
- N = Número de total de interrupciones,
- i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N ;

Art.14. Las tolerancias en los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico de energía eléctrica son:

Tabla No. 1 Límites de los Indicadores de Calidad para las Empresas de Distribución según el tipo de densidad de carga

Indicador	Tipo	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja
FMIK	Global	Cantidad de Interrupciones/año	5	12
TTIK	Global	Horas de interrupción /año	10	24
SAIFI	Global	Cantidad de Interrupciones/año	7	12
SAIDI	Global	Horas de interrupción /año para cada usuario	14	24
SAIFIus	Individual	Cantidad de Interrupciones/año para cada usuario	8	15
SAIDIus	Individual	Horas de interrupción /año	16	30
CAIFI	Individual	Cantidad de Interrupciones/año por usuario afectado	14	18

TÍTULO V CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Art.15. La Calidad del Producto suministrado por el distribuidor, será evaluada mediante el sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la SIGET para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto a los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Distorsión Armónica y Flicker.

Art.16. La incidencia del usuario en la calidad del producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio Distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a la Distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia.

Art.17. El control de la calidad del producto será efectuado por los distribuidores, mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en estas normas. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinará anualmente, índices o indicadores globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en cada año calendario que se denominará “año de control”.

Art.18. **Período de Medición.** Dentro del Período de Control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad del Producto será de siete días calendario, denominado Período de Medición.

Art.19. **Intervalo de Medición.** Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker será de diez (10) minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina intervalos de medición (k).

Art.20. **Mediciones adicionales.** Cuando el caso lo requiera y/o a solicitud de SIGET, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red indicado, utilizando los mismos períodos e intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

CAPÍTULO II NIVELES DE TENSIÓN

Art.21. La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.

Indicadores Individuales de Producto Técnico

Art.22. **Niveles de Tensión.** El Indicador de Calidad para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición k, es la diferencia ΔV_k entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega V_k y el valor de la tensión nominal V_N del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%$$

Art.23. **Límites Admisibles.** Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al usuario, se indican en la siguiente Tabla:

Tabla N° 2- Límites permisibles de Tensión

NIVEL DE TENSIÓN	ΔV_k		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja Tensión (≤ 600 V)	± 7 %	± 8 %	± 8.5 %
Media Tensión ($600V < V < 115kV$)	± 6 %	± 7 %	± 8.5 %

Art.24. Las empresas distribuidoras serán responsables del cumplimiento de los límites permisibles de tensión en redes eléctricas de terceros, excepto cuando por cualquier medio el propietario de la red, los usuarios, u otras personas, obstaculicen, dificulten o impidan al distribuidor realizar las labores de operación, mantenimiento y reposición de las mismas.

Indicadores Globales de Producto Técnico

Art. 25. Para evaluar convenientemente el conjunto de mediciones realizadas a lo largo de la Campaña de Medición se determinarán los Indicadores Globales, independientes de aquellas que podrían surgir por los apartamientos registrados en cada una de las mediciones realizadas.

Art.26. Estos indicadores se calcularán anualmente contemplando las mediciones realizadas en el año bajo análisis.

Art.27. Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los indicadores, se analizarán en base a los apartamientos del valor nominal medido, discriminados por Rangos de Unidad Porcentual, de acuerdo a los siguientes indicadores globales:

- a. FEB_B: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión.

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

Dónde:

FEB_B = Frecuencia Equivalente asociada al Rango "B".

Nrg_B = Cantidad de Registros válidos asociada al Rango "B".

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros válidos.

Este indicador discrimina a su vez la cantidad de registros que están dentro y fuera de las tolerancias establecidas, de acuerdo a lo siguiente:

b. FEB_{PER} = Frecuencia equivalente dentro de los límites admisibles

$$FEB_{PER} = \frac{Ntrg_{PER}}{Nrg_{TOT}}$$

Dónde:

FEB_{PER} = Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{PER}$ = Número Total de Registros válidos dentro de las tolerancias establecidas.

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros válidos.

c. FEB_{NoPER} = Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles

$$FEB_{NoPER} = \frac{Ntrg_{NoPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Dónde:

FEB_{NoPER} = Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{NoPER}$ = Número Total de Registros válidos fuera de las tolerancias.

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros válidos.

d. $FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión Fuera de los Límites admisibles.

$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{Tot}}$$

Dónde:

$FEBP_B$ = Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión "B" fuera de los límites admisibles

$NrgP_B^{(p)}$ = Cantidad de Registros válidos fuera de los límites admisibles asociados con el Rango "B".

$NrgP_{Tot}$ = Cantidad de Registros Totales válidos fuera de los límites admisibles.

e. $FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{TotMed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T}$$

Dónde:

$Eng_B^{(med)}$ = Energía Registrada en la medición (med) asociada con el Rango de Tensión "B".

Eng_T = Energía Total Registrada

$TotMed$ = Total de Mediciones Realizadas en el Período Considerado.

Art.28. **Tolerancia de los Índices globales y mediciones individuales.** Se establece el cinco por ciento (5%) como el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEB_{NoPER} (Rangos No Permitidos), este mismo límite se utilizará para definir si una medición se encuentra o no fuera de tolerancia.

Campaña de Medición

Art.29. El control del nivel de tensión suministrada se basará en los resultados de cada una de las mediciones realizadas y de indicadores del tipo global obtenidos a partir de los resultados de la totalidad de las mediciones efectuadas mediante la ejecución de campañas de medición, en diversos puntos de la red.

Art.30. El equipamiento de medición a utilizar por el distribuidor deberá ser de un tipo especialmente diseñado para medir niveles de tensión o voltaje.

Art.31. Es obligación de la empresa de distribución eléctrica, efectuar mensualmente un registro o medición válido del nivel de tensión en el uno por ciento (1%) de sus usuarios de Media Tensión seleccionados al azar con criterio estadístico, agrupados por Corregimiento y Categoría Tarifaria.

Art.32. El registro o medición en cada usuario deberá realizarse por un período no inferior a los siete (7) días calendario, registrando valores a intervalos de quince (15) minutos.

Art.33. Las empresas de distribución deberán empezar con el programa de medición, a partir de la primera fecha de implementación de los límites permisibles de tensión, según se establece en las presentes normas.

Art.34. La empresa de distribución deberá suministrar el listado de usuarios con su localización, categoría tarifaria y nivel de tensión de suministro, para su control en los meses de abril y octubre de cada año.

Art.35. La SIGET presentará a la Distribuidora los puntos de medición seleccionados aleatoriamente, en los cuales se incluirán un número superior en un veinticinco por ciento (25%) de los establecidos para cada Distribuidora, con el fin de asegurar el cumplimiento de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar. Se deberá identificar claramente el orden de ocurrencia de los puntos seleccionados, dado que éste será también el orden que se deberá tomar como referencia para la campaña de medición.

Art.36. En el caso que no resulte posible la instalación en alguno de los puntos seleccionados, se elegirá el punto siguiente de acuerdo con el orden de ocurrencia, dejando claramente documentado el motivo por el cual no se pudo realizar la medición. La distribuidora deberá informar mensualmente a la SIGET los puntos seleccionados que no pudieron ser medidos con la justificación de cada caso, acompañada de la documentación probatoria correspondiente.

Art.37. La cantidad de mediciones a realizar mensualmente en Baja Tensión, estará asociada con el número de usuarios en Baja Tensión que tenga cada distribuidora conectado en sus Redes de Distribución, de acuerdo a la siguiente Tabla:

Tabla N° 3- Número de Mediciones en Baja Tensión

N° Usuarios de Baja Tensión	Mediciones por Mes
Entre 1 a 10,000	30
Entre 10,000 a 50,000	50
Entre 50,000 a 100,000	70
Entre 100,000 a 300,000	90
Mayor a 300,000	100

Art.38. El número de mediciones a realizar podrá ser modificada, si a juicio de la SIGET resultaran inadecuadas para el objetivo previsto, en cuyo caso la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis meses.

Art.39. Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

Art.40. Las mediciones relacionadas con la calidad del producto, que resulten fuera de los rangos permitidos y se demuestre que coincidan con un período de emergencia decretado por la Unidad de Transacciones –UT–, no serán consideradas en el cálculo de los indicadores de calidad del producto.

CAPÍTULO III EFECTO DE PARPADEO (FLICKER)

Art.41. El indicador del efecto parpadeo (flicker) en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto parpadeo de corto plazo Pst, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 o la que la sustituya.

El Pst deberá ser menor o igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.

Mediciones

Art.42. Las mediciones para determinar la presencia del efecto parpadeo (flicker), serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, en puntos donde se sospeche que pueda haber inyección del efecto parpadeo o en puntos particulares requeridos por la SIGET.

Art.43. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

Art.44. El período de medición en cada punto de verificación del efecto parpadeo (flicker) debe ser de al menos siete (7) días calendario. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto parpadeo para intervalos de diez (10) minutos y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

CAPÍTULO IV. ARMONICAS

Límites admisibles

Art.45. La empresa distribuidora deberá limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de media y baja tensión a fin de no sobrepasar los valores especificados en la Tabla N° 4 de las presentes Normas.

Las tasas de distorsión individual (TDI) y distorsión armónica total (VDAT) se determinarán porcentualmente con respecto a la componente de voltaje de la frecuencia fundamental (60 Hz) de la forma siguiente:

$$TDI = \frac{U_n}{U_1} \times 100$$

$$VDAT = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_n^2} \times 100}{U_1}$$

En donde:

TDI: Tasa de distorsión individual

VDAT: Tasa de distorsión armónica total

Un: Amplitud del voltaje de la armónica n

U1: Amplitud del voltaje a la frecuencia fundamental (60 Hz)

Los límites de distorsión armónica de tensión en media y baja tensión, no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del período de medición, tomando en cuenta que el análisis de cumplimiento debe realizarse para cada una de las fases existentes en el punto de medición.

Tabla No. 4 – Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	>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*25/n				
LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL = 8 %					

Mediciones

Art.46. Las mediciones para determinar los niveles de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, puntos de entrega a usuarios finales, en puntos donde se sospeche que pueda haber distorsión armónica de tensión o en puntos particulares requeridos por la SIGET.

Art.47. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

Art.48. El período de medición en cada punto de verificación de distorsión armónica de tensión debe ser de al menos siete (7) días calendario, realizadas en intervalos de diez (10) minutos, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya.

CAPÍTULO V. INCIDENCIA DEL USUARIO EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Art.49. La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por el usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en cada fase del punto de entrega al usuario final, sea éste en media tensión a través de sus correspondientes transformadores de potencial y corriente o en baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:

- a) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea mayor o igual que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores DATI y DAII definidos de la manera siguiente:

$$DATI = \sqrt{\sum_{i=2}^{25} \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$

$$DAII = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Dónde:

DATI: Distorsión armónica total de corriente.

DAII: Distorsión armónica individual de corriente.

- Ii : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.
 I1: Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

- b) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea menor que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores Ii que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden “i” de la corriente de carga.

Art.50. Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada por fase en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los límites indicados en la Tabla No. 5 de las presentes Normas.

Tabla 5 – Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión

Orden de la armónica (n)		Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW
		Intensidad de la Componente Armónica (amperios)	Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)
Órdenes 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	4.5/n	0.2+0.8*25/n	
Órdenes 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	4.5/n	0.3
Órdenes 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/n	0.3
Distorsión Armónica Total de Corriente (%)		--	20

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.m no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

Art.51. Se considerará que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Mediciones

Art.52. El control de la generación de armónicas por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Art.53. Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya, registrando durante un período de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos la corriente de carga, la distorsión armónica total de la corriente de carga y la distorsión armónica individual de la corriente de carga. En aquellos casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas por cinco horas.

Art.54. De los resultados obtenidos durante el control de la distorsión armónica en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control de la distorsión armónica.

Art.55. **Índice de Flicker Generado por el Usuario.** El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido en cada fase del punto de entrega del usuario final, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

A continuación se presentan los valores del índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) que no deben ser excedidos por el Usuario:

Tabla N° 6- Límites para flicker generado por el usuario

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 600 V)	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
Tensión: ($600 < V \leq 115$ kV)	
$SI / Scc \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
$SI / Scc > 0.04$	0.80

Scc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

SI: Potencia total máxima registrada en el período de medición en kW (Carga).

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.n no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

Art.56. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Mediciones

Art.57. **Control para el Flicker Generado por el Usuario.** El control del Flicker generado por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Art.58. Las mediciones deberán realizarse durante un período de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos usando un medidor de flicker, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

Art.59. Derogado.

Art.60. Para cargas en media tensión, las mediciones de Flicker deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario baje más del tres por ciento (3%). Las mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante cinco horas.

Art.61. De los resultados obtenidos durante el control del efecto parpadeo (flicker) en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control del efecto parpadeo.

CAPÍTULO VI. FACTOR DE POTENCIA

Art.62. **Valor Mínimo para el Factor de Potencia.** El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia que demanda el usuario final, de la siguiente forma:

Tabla N° 7 - Límites de Factor de Potencia admitido

RANGO	F.P.
Usuarios con potencias superiores a 10 kW	0.90

Art.63. **Control para el Factor de Potencia.** El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días calendario registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

$$Fpot_p = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{(EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2)}}$$

Dónde:

- Fpot_p = Factor de Potencia para el período horario (p)
 EnergAct_p = Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)
 EnergReact_p = Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

TÍTULO VI CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

Art.64. Los distribuidores que actúen como comercializadores dentro del área geográfica en la que se ubiquen sus redes, deben proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los usuarios.

Art.65. Será responsabilidad del Comercializador prestar el servicio con un nivel de calidad del servicio comercial satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos en las presentes Normas.

Art.66. Los aspectos de servicio comercial que se controlarán son: a) La correcta atención de los usuarios en los locales comerciales, agencias y/o sucursales habilitadas; b) Los tiempos utilizados para responder a pedidos y consultas de los usuarios; c) Los tiempos de restitución de suministros interrumpidos por diferentes causas; d) La correcta facturación de los consumos de los usuarios; y, e) La adecuada tramitación de reclamos.

Art.67. Todos los servicios nuevos o ampliaciones que efectúen todos los involucrados, a partir de la entrada en vigencia de estas Normas, deberán cumplir con lo especificado en la Etapa de régimen, antes de entrar en operación comercial la ampliación de sus instalaciones.

Art.68. La tarea de adecuación y obtención de la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad comercial en las diversas etapas de implementación, será responsabilidad de la empresa distribuidora.

Art.69. La totalidad de la información relevada, referente a los controles de la calidad del servicio, deberá remitirse a SIGET, con el software y formatos de archivos uniformes, que ésta determine.

Art.70. Se establecen dos tipos de indicadores relacionados con la medición de la Calidad del Servicio Comercial que prestan las Empresas Distribuidoras:

- a) Niveles Globales de Calidad Comercial: Son aquellos que se corresponden con metas globales para toda la empresa distribuidora.
- b) Niveles de Calidad Comercial Garantizados a cada Cliente: Son aquellos vinculados a prestaciones garantizadas a cada usuario final del servicio de energía eléctrica en forma individual.

Art.71. A efectos de la determinación de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, un Área Geográfica será considerada como de:

DENSIDAD DEMOGRÁFICA ALTA: más de 5,000 habitantes/km²

DENSIDAD DEMOGRÁFICA MEDIA: de 1,001 a 5,000 habitantes/km²

DENSIDAD DEMOGRÁFICA BAJA: de 1 a 1000 habitantes/km²

CAPÍTULO II NIVELES GLOBALES DE CALIDAD COMERCIAL

Art.72. La medición de los Niveles Globales de Calidad del Servicio Comercial se medirán considerando los siguientes indicadores:

- a) Conexiones de Servicio (COSE)

Anualmente, para este indicador deberá tomarse el porcentaje de conexiones de servicios a los usuarios finales que no requieran de ampliación o modificación de la red de distribución que, como mínimo, deben realizarse dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario final, establecidos en el Art. 73 literal a) de estas Normas, después de la fecha de pago del derecho de conexión.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

- b) Usuarios Reconectados Después de una Interrupción (USRE) :

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de usuarios finales que, como mínimo, deben ser reconectados por el distribuidor, dentro de los plazos máximos, garantizados a cada usuario que establece en el artículo 73 literal b) de estas Normas, en caso de interrupción del suministro por razones técnicas.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

c) Calidad de la Facturación

La medición del desempeño del distribuidor en lo que hace a la calidad de la facturación a los usuarios finales, deberá evaluarse conforme a los siguientes índices:

i) Porcentaje de Errores en la Facturación (IPE):

Para el cálculo de este indicador se considera, mensualmente sin discriminar por tarifas, el porcentaje máximo de rectificaciones de facturas emitidas:

$$\text{IPE} = \text{Fa}/\text{Ne} \times 100$$

Dónde:

Fa = Número de cuentas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

Ne = Número total de facturas emitidas

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
IPE	3 %

ii) Porcentaje de Facturación Estimada (IFE):

Anualmente, para el cálculo de este indicador deberá considerarse el porcentaje máximo de estimaciones en las facturas emitidas. Este indicador deberá considerar el porcentaje de estimaciones de las facturaciones estimadas, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor, el cual no podrá superar el límite admisible para cada etapa.

$$\text{IFE} = \text{Fe}/\text{Ne} \times 100$$

Dónde:

Fe = Número de facturas estimadas

Ne = Número total de facturas emitidas

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	2 %
Densidad Demográfica Media	3 %
Densidad Demográfica Baja	5 %

d) Tratamiento de Reclamos

La medición del desempeño del distribuidor en lo que respecta al tratamiento de los Reclamos de los Usuarios en general, se calculará en forma anual y deberá verificarse de acuerdo a los siguientes parámetros:

i) Porcentaje De Reclamos (PRU):

$$PRU_n = Ra_n / Nu \times 100\%$$

Dónde:

- Ra_n = Número total de reclamos procedentes recibidas;
 Nu = Número total de usuarios servidos en el año;
 n = Puede ser igual a i , t ó c , de acuerdo a la correspondencia con los reclamos por interrupciones, por variaciones en los niveles de tensión o por problemas comerciales, respectivamente.
 PRU_i = Porcentaje de Reclamos procedentes por interrupciones de servicio en el año;
 PRU_t = Porcentaje de Reclamos procedentes por variaciones en los niveles de Tensión en el año;
 PRU_c = Porcentaje de Reclamos procedentes por problemas comerciales en el año.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PRU _i	3 %
PRU _t	3 %
PRU _c	2 %

ii) Tiempo Promedio de Procesamiento (TPA):

$$TPA = \Sigma Ta_i / Ra$$

Dónde:

- Ta_i = Tiempo en días hábiles para resolver cada reclamo o queja
 Ra = Número total de Reclamos Procedentes resueltos
 TPA = Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
TPA	10 días

iii) Porcentaje de Resolución (PRA):

$$PRA = Nr / Ra \times 100\%$$

Dónde:

Nr = Número de casos de Reclamos resueltas

Ra = Número total de Reclamos Procedentes recibidos

Etapa de implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PRA	95 %

e) Reconexión de Suministro (RCSU):

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de reconexiones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el distribuidor dentro de los plazos garantizados a cada usuario final en el artículo 73 literal e) de estas Normas, después que el usuario haya cancelado la deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

f) Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS):

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de consultas que como mínimo, deben ser respondidas por escrito por la distribuidora dentro del plazo establecido en el Artículo 73 literal f) de estas Normas.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
RESPUESTAS EN PLAZO	98 %

g) Precisión de los Equipos de Medición

La medición del desempeño del distribuidor en lo que respecta a la precisión de los equipos de medición del consumo de energía y/o potencia demandada, se calculará en forma anual y deberá verificarse de acuerdo a los siguientes indicadores globales:

i) Precisión Promedio de los Equipos de Medición (PE).

La precisión promedio de los equipos de medición no deberá ser superior al 100%. Se considerará que la precisión promedio de un lote o grupo de equipos de medición es superior al 100% si se cumple que:

$$PE - (\text{Límite del indicador PE}) > 0$$

$$\text{Límite del indicador PE} = 100 + \frac{1.62}{\sqrt{n}} * \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(E_i - PE)^2}{n - 1}}$$

Dónde:

PE: Para el caso de los medidores de energía en operación, es el promedio aritmético de los Registros de Porcentaje Promedio (RPP), definidos en la Norma ANSI C.12.1-2001, encontrados en los medidores que han sido seleccionados como muestra en la campaña para el control de los equipos de medición, en el año de control. En este caso, para mostrar que el indicador se refiere a las condiciones encontradas en los medidores en operación, al indicador PE se le adicionará la letra “e”, por lo que será informado como “PEe”.

Para el caso de los medidores de energía instalados para nuevos servicios en un año de control específico, instalados por reemplazo de medidores en operación, así como para los medidores que sean reajustados es el promedio aritmético de los Registros de Porcentaje Promedio (RPP) dejadas por la distribuidora para dichos medidores, en el año de control. En este caso, para mostrar que el indicador se refiere a las condiciones dejadas en los medidores instalados para nuevos servicios, instalados para reemplazar otros medidores, o a medidores en operación recién ajustados, al indicador PE se le adicionará la letra “d”, por lo que será informado como “PEd”.

El valor de los indicadores de Precisión Promedio Encontrada (PEe) y Precisión Promedio Dejada (PEd) deberán ser informados por las empresas distribuidoras a la SIGET incluyéndolos en la tabla SALIDA_GLOBAL, indicada en la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial.

La precisión de los equipos de medición deberá estar expresada en términos porcentuales y será representada por el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) descrito en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición; para el cálculo de la Precisión Promedio de los Equipos de Medición (PE) se excluirán únicamente las pruebas realizadas a equipos de medición dañados y/o manipulados por terceros, siempre y cuando dichos casos hayan sido presentados por el distribuidor y aprobados por la SIGET.

E_i: Para el caso de los medidores de energía en operación, corresponde al registro de porcentaje promedio (RPP) encontrado en el i-ésimo medidor seleccionado como muestra en la campaña para el control de los equipos de medición.

Para el caso de los medidores de energía para nuevos servicios conectados, instalados por reemplazo de medidores en operación, así como para los medidores que sean reajustados, corresponde al registro de porcentaje promedio dejado en el i-ésimo medidor del conjunto de medidores instalados a nuevos servicios, instalados en reemplazo de un medidor que ya se encontraba en operación, y/o no reemplazados pero ajustados en virtud de los resultados de la campaña para el control de los equipos de medición, de reclamos interpuestos por el

usuario final, o de las verificaciones efectuadas por las empresa distribuida como parte de sus actividades de operación y mantenimiento de los equipos de medición.

La precisión de los equipos de medición deberá ser expresada en términos porcentuales y será representada por el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) descrito en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición.

- n: Para el caso de los medidores de energía en operación, es la cantidad de medidores seleccionados para la campaña de control de los equipos de medición, a los que se les efectuaron las pruebas correspondientes, en el año de control.

Para el caso de los medidores instalados para nuevos servicios, instalados por reemplazo de medidores en operación, así como para los medidores que sean reajustados, es la cantidad correspondiente de medidores de energía instalados, reemplazados y/o reajustados en el año de control

En el caso de observar que más del 5% de los equipos de medición de un lote específico tienen un Registro de Porcentaje Promedio (RPP) encontrado mayor o igual que 102%, o más del 5% de los equipos de medición instalados o ajustados en un mes específico tienen un Registro de Porcentaje Promedio (RPP) dejado mayor o igual que 101%, la SIGET indicará las acciones a seguir, pudiendo requerir entre otras acciones el ajuste o sustitución, parcial o total, del lote o grupo de equipos de medición identificado.

Para efectos de cálculo, se excluirán las pruebas efectuadas a equipos dañados y/o manipulados por terceros, siempre y cuando dichos casos hayan sido presentados por el distribuidor y aprobados por la SIGET.

ii) Porcentaje de Equipos de Medición Fuera de Tolerancia (PEFT)

Se denominará Porcentaje de Equipos de Medición Fuera de Tolerancia (PEFT) al porcentaje que resulta de la cantidad de equipos de medición cuyos Registros de Porcentaje Promedio (RPP), definidos en la Norma ANSI C.12.1-2001, encontrados en los equipos verificados que tienen una desviación superior a los límites establecidos en el artículo 73 literal j) de las presentes normas y la cantidad de medidores verificados y/o probados en cumplimiento de la Metodología para el Control de los Equipos de Medición, establecida por la SIGET.

El cálculo del indicador global se realizará en forma mensual, de forma que el indicador anual sea el promedio aritmético de los valores mensuales calculados.

El máximo valor admisible para el indicador *PEFT* será 2% y se calculará anualmente a partir de la siguiente expresión:

$$PEFT = \frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} PEFT_k$$

El indicador mensual se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PEFT_k = \left[\frac{CPFL_k}{CP_k} \right] \times 100$$

Dónde:

PEFT : Porcentaje anual de equipos cuyas pruebas con desviación de medida se encontraron fuera del límite.

PEFT_k : Porcentaje de equipos cuyas pruebas con desviación de medida se encontraron fuera de límite, en el mes “k”.

CPFL_k : Cantidad de equipos cuyas pruebas con desviación de medida se encontraron fuera de límite en el mes “k”.

CP_k : Cantidad de equipos seleccionados en la campaña para el control de los equipos de medición, a los que se les efectuaron verificaciones y/o pruebas en el mes “k”.

Para el cálculo de CPFL_k serán tomadas todas las pruebas de los medidores de energía eléctrica cuyo Registro de Porcentaje Promedio (RPP) sea mayor que 102%.

Para efectos de cálculo, se excluirán las pruebas efectuadas a equipos dañados y/o manipulados por terceros, siempre y cuando dichos casos hayan sido presentados por el distribuidor y aprobados por la SIGET.

CAPÍTULO III. NIVELES DE CALIDAD COMERCIAL GARANTIZADOS A CADA CLIENTE

Art. 73. Los índices de Calidad del Servicio Comercial Garantizados a cada usuario se definen de la manera siguiente:

a) **Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE)**

Para este indicador se consideran los tiempos máximos en que el distribuidor debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada usuario final, a partir de que el mismo solicitara el servicio. Los referidos plazos se toman desde la fecha de pago del derecho de conexión hasta la conexión del medidor y puesta a disposición del servicio y se cuentan en días hábiles:

i) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	3 días
Densidad Demográfica Media	4 días
Densidad Demográfica Baja	6 días

ii) Para Instalaciones Que Requieren Modificación De Red:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	20 días
Densidad Demográfica Media	30 días
Densidad Demográfica Baja	45 días

b) Reposición del Suministro Después de un Reclamo ante una Interrupción (USRE).

En los casos en que un usuario final sufra una interrupción sostenida y efectúe un reclamo por falta de energía, la distribuidora debe reponer el suministro en los tiempos que se indican a continuación, los que se miden en horas corridas desde el momento que la distribuidora haya tomado conocimiento de la interrupción por medio del reclamo realizado por el usuario afectado hasta que le de solución al mismo. Salvo cuando la interrupción se deba a trabajos programados o interrupciones externas al sistema de distribución.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	3 horas
Densidad Demográfica Media	4 horas
Densidad Demográfica Baja	8 horas

c) Estimaciones en la Facturación (CFFE)

Sin perjuicio de la obligación del distribuidor de facturar a sus usuarios finales en función de lecturas reales de sus medidores, se establecen los siguientes límites máximos a aquellos casos en los que el distribuidor tenga que estimar la facturación de un usuario final, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor por situaciones de probado caso fortuito o fuerza mayor. Los límites indicados determinan la cantidad de facturaciones no reales que el distribuidor debe emitir por esas causales a un mismo usuario final, durante un año calendario.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	2 facturas
Densidad Demográfica Media	3 facturas
Densidad Demográfica Baja	3 facturas

d) Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC)

Este Indicador toma en consideración los tiempos en que el distribuidor deberá resolver los reclamos de los usuarios finales por cuestiones comerciales, contados a partir del momento en que sean recibidos por ésta. Los límites se miden en días hábiles y son los siguientes:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	7 días
Densidad Demográfica Media	10 días
Densidad Demográfica Baja	15 días

e) Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago (RCSU)

El presente indicador mide el tiempo, en horas continuas, en que el distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el usuario final haya cancelado su deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago. Se exceptúan los días no hábiles y festivos.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	10 horas.
Densidad Demográfica Media	15 horas.
Densidad Demográfica Baja	24 horas.

f) Plazo de Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS)

El presente indicador establece el tiempo máximo, en que el distribuidor debe dar respuesta escrita a las consultas escritas de los usuarios, considerando dicha respuesta en días hábiles desde el momento en que ésta la recibe.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PLAZO DE RESPUESTA	3 días

g) Información a los Usuarios Finales Acerca de las Interrupciones Programadas (INPR)

El distribuidor deberá informar a los usuarios acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior a la que se indica a continuación, considerada en horas continuas.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
Plazo Mínimo para Informar	48 horas.

h) Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado (RETE).

En los casos en que la empresa distribuidora reciba un reclamo por inconvenientes relacionados con el nivel de tensión suministrado, ésta deberá efectuar una inspección técnica al lugar, después de recibido el reclamo, a efectos de la identificación inicial del problema en un plazo no superior al indicado en la tabla que se muestra a continuación:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	Tiempo de Respuesta de Distribuidora
Densidad Demográfica Alta	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de dos (2) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Media	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Baja	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.

De no ser posible la solución del inconveniente dentro de un plazo de dos (2) días hábiles después de efectuada la inspección técnica al lugar, se deberá realizar una medición del nivel de tensión de al menos treinta y seis (36) horas continuas durante los días en que se manifiesta el problema, con los períodos de medición establecidos en esta normativa, a efectos de cuantificar el grado de alejamiento a los límites admisibles.

Si como resultado de la medición realizada se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles para la Etapa de Régimen, la empresa distribuidora deberá compensar al usuario afectado de acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad del Producto Técnico, hasta que el inconveniente haya sido solucionado. Independientemente de esta compensación, el distribuidor deberá dar respuesta al usuario final afectado por escrito acerca de las acciones que se realizará a fin de dar solución al inconveniente y la fecha en que se encontrará normalizado dentro de los plazos indicados en la tabla antes descrita.

i) Reclamos Por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor (REME)

En los casos en que la empresa distribuidora reciba un reclamo por inconvenientes relacionados con el funcionamiento del medidor, ésta deberá efectuar una Inspección técnica al lugar, después de recibido el reclamo, a efectos de la identificación inicial del problema y dar solución al inconveniente y respuesta por escrito al reclamo del Cliente en plazos no superiores a los indicados en la tabla que se muestra a continuación:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	Tiempo de Respuesta de Distribuidora
Densidad Demográfica Alta	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Media	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de cinco (5) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Baja	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de cinco (5) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.

j) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:

El indicador individual de la precisión del equipo de medición de cada usuario será definido como el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) descrito en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición.

El máximo valor admisible del indicador individual RPP asociado a medidores de energía en operación, tanto electromecánicos, como de pequeñas demandas será 102% y el menor valor admisible será 98%, de acuerdo a la Norma ANSI C12.1-2001.

Los medidores en operación, tanto electromecánicos y/o de pequeñas demandas, deberán ser ajustados o sustituidos cuando el registro de error exceda el 1% ya sea en carga total (100%) o carga baja (10%) o cuando el registro de error a factor de potencia exceda el 2%.

La precisión requerida para los sistemas de medición (Transformadores de corriente y potencial y medidores de estado sólido), será conforme a las Normas ANSI C12.1-2001 y ANSI C57.13.

EXACTITUDES DE LOS EQUIPOS DE MEDICION	
EQUIPO	EXACTITUD (%)
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de Corriente	0.3
Transformador de Potencial	0.3

El Registro de Porcentaje Promedio (RPP) de los medidores electromecánicos o de pequeñas demandas que se instalen a los nuevos suministros de energía, o que sean instalados en sustitución de equipos de medición en suministros de energía existentes, o cuya precisión sea verificada en virtud de la atención de un reclamo presentada por usuario final, actividades de mantenimiento de las empresas distribuidora o la campaña para el control de los equipos de medición, deberá ajustarse procurando la

menor desviación posible respecto al 100% en el rango entre 99% y 101%, tanto en carga total (100%) como en carga baja o ligera (10%).

El equipo de medición deberá responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la SIGET, o aquellas Normas Salvadoreñas Obligatorias (NSO) que hayan sido emitidas por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica (OSARTEC).

La precisión de los medidores de consumo de energía eléctrica se verificará anualmente por medio de campañas para el control de los equipos de medición, cuyas muestras serán seleccionadas mensualmente por la SIGET a lo largo de cada año de control. De la cantidad de usuarios que tenga el distribuidor, dependerá la cantidad de medidores que deberán ser verificados, de acuerdo a la siguiente tabla:

Rangos de usuarios	Equipo de Muestreo
Para distribuidores con más de 100,000 usuarios	1 medidor por cada 5,000 usuarios
Para distribuidores de 10,000 a 100,000 usuarios	1 medidor por cada 1,000 usuarios
Para distribuidores con menos de 10,000 usuarios	1 medidor por cada 500 usuarios

El número de mediciones podrá ser modificado por la SIGET, si a juicio de ésta resultaran inadecuadas para el objetivo previsto, en cuyo caso la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

Art.74. El plan de muestreo propuesto deberá estar basado en lotes de medidores de similares características tales como: marca, tipo de medidor, antigüedad, ubicación geográfica y otras características que considere la SIGET. El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y, por ende, del total del parque de medidores del distribuidor.

La campaña mensual podrá estar conformada, por una fracción de la muestra completa de un lote individual, o por subgrupos de medidores correspondientes a fracciones de muestras de diferentes lotes, según el plan de muestreo definido por la SIGET.

Art.75. Se considerará que un lote incumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento (5%) de la muestra no cumple con las normas de fabricación o precisión correspondientes. En estos casos la SIGET definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar, entre otras, que todos los medidores del lote sean sustituidos.

Art. 75.1. Para el caso de pruebas y comprobaciones realizadas fuera del marco de la campaña para el control de los equipos de medición, tales como reclamos o denuncias de los usuarios, entre otros, se aplicarán los mismos criterios y compensaciones establecidos en la presente norma y su metodología.

Art. 75.2. El distribuidor deberá realizarle pruebas de precisión a los medidores de energía que adquiera, basándose en la norma Military Standard 414 o ANSI/ASQ Z1.9 para determinar la muestra que será verificada, indistintamente de que los medidores sean utilizados para nuevos servicios, mantenimiento, sustitución de medidores defectuosos, o sustitución de medidores como resultado de la campaña para el control de los equipos de medición, entre otros.

Para el caso de medidores electromecánicos y/o de pequeñas demandas, el distribuidor deberá requerir explícitamente al fabricante o proveedor que calibre o ajuste los medidores a una precisión del 100%, tanto a carga baja o ligera, como a carga plena, procurando en ambos casos la mínima desviación posible, sin transgredir el rango comprendido entre 99% y 101%.

Adicionalmente, el distribuidor deberá informar a la SIGET los resultados de las pruebas de aceptación realizadas a los lotes de medidores que adquiera (cada lote se deberá referir al mismo modelo, marca y fecha de adquisición), dicho informe deberá ser remitido a la SIGET en el plazo de 10 día hábiles contados a partir de la finalización de las pruebas de aceptación, y contendrá como mínimo la siguiente información:

- a) Datos generales de los medidores: tipo de medidor (electromecánico, electrónico, híbrido), fabricante, modelo, fecha de compra, constante total de la medición, clase, Número de elementos, fases, número de hilos, razón de registro (Rr), Revoluciones del disco por kilowatt-hora (kh), voltaje de operación, corriente máxima del medidor, constante de demanda máxima, Constante propia del registro (Kr), corriente de prueba, y frecuencia nominal de operación. En el caso que debido al tipo de medidor, algunos de los parámetros no sea aplicable, el valor de dichos parámetros deberá ser informado con el código "N/A".
- b) Parámetros estadísticos utilizados en el estudio de aceptación del lote y la memoria de cálculo correspondiente que muestre como mínimo, el tamaño del lote de medidores, plan de muestreo seleccionado, nivel de inspección, nivel de calidad aceptable, límite de aceptación, tamaño de la muestra, promedio y desviación estándar correspondiente a cada tipo de registro de porcentaje -a carga baja, a carga plena y a factor de potencia, cuando (este último cuando aplique)- de los medidores examinados, cantidad de medidores verificados cuyos registros de porcentaje se encontraron fuera de los límites establecidos en el artículo 42 de la presente metodología, descripción del mecanismo mediante el cual se garantizó que los medidores seleccionados para las pruebas fueran seleccionados de manera aleatoria, análisis, observaciones, comentarios y conclusiones del personal que responsable de realizar las pruebas y de aceptar el lote.
- c) Listado de los números de serie de los medidores probados junto con los resultados de las pruebas realizadas indicando para cada medidor los registros de porcentaje a carga baja, a carga plena y el registro de porcentaje promedio, además cuando aplique, también se deberá informar el correspondiente registro a factor de potencia. Además debe incluirse una columna adicional por cada registro (a carga baja, a carga plena y a factor de potencia) para indicar si el medidor cumple con los límites establecidos en la norma ANSI C.12.1-2001, de forma tal que si el registro tiene una desviación menor o igual que la indicada en la norma ANSI C.12-2001, en la correspondiente columna se deberá informar el código "S" y en caso contrario se deberá informar el código "N".

Art. 75.3. Para los nuevos medidores que se adquieran a partir de la etapa inicial de la Metodología para el Control de los Equipos de Medición, en los casos que el distribuidor no cuente con los certificados de calibración y de cumplimiento de las normas de fabricación emitidos por el fabricante del medidor o por el Centro de Investigaciones de Metrología (CIM) respecto a un lote de medidores de energía, la empresa distribuidora deberá reemplazar el total de medidores de dicho lote dentro del

plazo que para tal efecto establezca la SIGET, el cual no podrá ser menor que treinta (30) días contados a partir del momento de la recepción de la orden que en tal sentido emita la SIGET.

Art. 75.4. En aquellos casos que el Registro de Porcentaje Promedio (RPP), definido en la Norma ANSI C.12.1-2001, del medidor de energía sea mayor que ciento dos por ciento (102%) y debido al porcentaje de error en las mediciones se ha producido pérdida de subsidio por parte del usuario final, la empresa distribuidora deberá compensar al usuario afectado el monto total correspondiente al subsidio dejado de percibir. La compensación antes descrita, deberá ser acreditada al usuario final en el documento de cobro correspondiente al mes inmediato posterior a la fecha de realización de la prueba, si el monto de la devolución es mayor al monto de la factura, se deberán realizar sucesivos descuentos hasta que sea completado el monto pendiente de compensación.

La distribuidora deberá notificar a la SIGET sobre los casos que fueron compensados en el mes anterior proporcionado un cuadro en el que incluya el código único del usuario final, el registro de porcentaje promedio de la exactitud encontrada y de la exactitud dejada, el último consumo de energía facturado antes del ajuste (mayor que 99 kWh), el consumo de energía calculado al aplicar el ajuste (menor o igual que 99 kWh) y el monto de compensación por pérdida de subsidio al consumo de energía eléctrica correspondiente.

Cuando un caso analizado no guarda relación con ningún reclamo, el consumo mencionado en el inciso anterior se deberá referir al consumo del mes en que se detectó el desajuste de la precisión así como de los meses posteriores que correspondan hasta el mes en que el problema de desajuste de la precisión del medidor hubiese sido solucionado; por otra parte, si el caso analizado guarda relación con algún reclamo interpuesto por un usuario final, el referido consumo se deberá contabilizar desde el mes correspondiente al consumo más antiguo que se encuentre relacionado con el reclamo y que también se encuentre dentro del plazo máximo de meses que según los términos y condiciones de los pliegos tarifarios vigentes están sujetos a ser reclamados por el usuario final, retroactividad que se encuentre al que se refiera el reclamo y se deberán analizar los consumos hasta el mes en que el problema de desajuste de la precisión del medidor hubiese sido solucionado.

Para los casos antes indicados, las empresas distribuidoras podrán gestionar con el Fondo Nacional de inversión para Electricidad y Telefonía, la recuperación de los subsidios al consumo de energía eléctrica aplicados extemporáneamente.

En los casos que el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) resulte menor que el 98%, la distribuidora podrá realizar los análisis y acciones que correspondan para la recuperación de la Energía No Registrada siguiendo lo establecido en los Términos y Condiciones de los Pliegos Tarifarios Vigentes.

TÍTULO VII COMPENSACIONES

CAPÍTULO ÚNICO

Compensación por Calidad de Servicio de Distribución

Art.76. Se define como Compensación por Calidad del Servicio de Distribución, el valor monetario que cada empresa Distribuidora deberá compensar a sus usuarios, por todo aquel incumplimiento a las tolerancias establecidas en los índices individuales y/o globales definidos en las Normas de Calidad de Servicio Técnico, Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Comercial.

Las empresas distribuidoras podrán optar por aplicar anualmente las compensaciones relacionadas con los indicadores globales, mediante un descuento único en el documento de cobro del mes de marzo de cada año calendario inmediato posterior al incumplimiento observado; o por la ejecución de obras de electrificación de beneficio social. 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 ciclo de facturación.

Art.76.a Todas las interrupciones ocurridas en la red de distribución deberán compensarse sin importar el tiempo de duración de la misma.

Art.76.b. La empresa distribuidora deberá llevar un registro de todas las interrupciones ocurridas en el sistema de distribución en forma trimestral, dicho registro deberá tener para dicho período al menos la siguiente información: Número de Interrupciones, tipo de interrupción, hora de inicio, hora de finalización, kilovatios hora no servidos, responsable de interrupción, cálculo de las compensaciones por energía no entregada o suministrada (ENS).

Art.76.c. La energía no entregada a los usuarios finales del servicio eléctrico se define como la energía que las empresas distribuidoras no suministran a sus usuarios, debido a fallas en sus instalaciones de origen interno o bien de origen externo. La SIGET, ha establecido la Metodología para el desarrollo de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, en la que se establecen los criterios a considerar en la clasificación de fallas en el sistema de distribución.

Art.76.d. El valor mínimo a compensar es el equivalente al doscientos por ciento (200%) del valor de la energía no entregada. Se deberá compensar al usuario final por la energía no entregada, conforme a la Metodología establecida por la SIGET.

Art.76.e. Según lo dispuesto en el Artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, las compensaciones por energía no entregada podrán efectuarse en forma mensual, bimensual o trimestral.

Art. 76.f. En el caso que la empresa distribuidora opte por aplicar las compensaciones relacionadas con los indicadores globales mediante obras de electrificación de beneficio social, éstas deberán ser desarrolladas mediante la metodología que la SIGET defina para tal propósito.

Para efectos de determinación de los cargos tarifarios, la infraestructura eléctrica construida por la distribuidora mediante dicha metodología deberá ser considerada como subvenciones.

Art. 76.g. Si habiendo incumplido los niveles globales de calidad, la empresa distribuidora no aplica oportunamente las compensaciones económicas correspondientes, no lleva a cabo las obras de electrificación que le hubieren sido asignadas, o éstas fueren ejecutadas de forma incompleta, el monto pendiente de compensación más los intereses correspondientes, deberán ser repartidos de forma proporcional al consumo anual de energía eléctrica, entre los usuarios finales activos a la fecha de aplicación de la compensación que no recibieron ninguna compensación individual relacionada con el período de control analizado y que estuvieron activos al mes de diciembre de dicho período.

Si habiendo incumplido los niveles individuales de calidad, la empresa distribuidora no aplica oportunamente las compensaciones económicas correspondientes, o éstas fueren aplicadas de forma parcial, el monto pendiente de compensación más los intereses correspondientes deberán ser aplicados a los usuarios finales correspondientes.

Los intereses a pagar a los usuarios finales involucrados por las cantidades pendientes de compensación global o individual, deberán calcularse desde el primer día del mes que según las presentes normas correspondía la aplicación de las compensaciones globales o individuales de la calidad del servicio técnico, producto técnico y comercial, según corresponda, hasta el último día del mes inmediato anterior al mes en que la compensación se haga efectiva a los usuarios finales, utilizando para ello una tasa de interés superior en cinco puntos a la tasa de interés promedio ponderada mensual para préstamos de hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador.

76.h. La SIGET podrá prorrogar hasta un año la fecha límite para la ejecución de los proyectos de electrificación, cuando éstos no hayan sido finalizados por motivos de fuerza mayor o caso fortuito o por circunstancias no imputables a la distribuidora, siempre que dichas situaciones fueren debidamente demostradas a la SIGET antes de la fecha límite de finalización de los proyectos.

Si completado el plazo adicional otorgado, la distribuidora no ha finalizado los proyectos asignados, el monto pendiente de compensación global más los intereses correspondientes deberán ser distribuidos entre los usuarios finales correspondientes, siguiendo los criterios establecidos en el artículo 76.g de las presentes normas. No obstante, la distribuidora no deberá pagar intereses cuando el segundo incumplimiento también obedezca a motivos de fuerza mayor o caso fortuito, o a circunstancias no imputables a la distribuidora, siempre que estas fueren debidamente demostradas a la SIGET antes de la fecha límite de finalización de los proyectos.

Compensación por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador de calidad de servicio técnico.

Art.77. En los casos que se produzcan incumplimientos a las tolerancias establecidas, la empresa distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus usuarios por medio de la aplicación de las fórmulas establecidas en la presente Norma, de acuerdo al período que se esté evaluando y al área de densidad de carga alta o baja que se esté considerando.

Cálculo de Compensaciones Globales:

Art. 77.a. El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores globales, se calculará determinándose la energía no suministrada en buena calidad para cada período de control, en función de los indicadores de Tiempo y Frecuencia de interrupciones.

Art. 77.b. Existen dos montos de compensación global a considerar para ser distribuidos entre todos los usuarios afectados, los cuales son:

CG_TTIK = Compensación Global por TTIK, en dólares de los Estados Unidos de América

CG_FMIK = Compensación Global por FMIK, en dólares de los Estados Unidos de América

Art.77.b.1) Compensación Global por TTIK:

$$CG_TTIK = ENS_TTIK * CEPPNS$$

En donde:

CG_TTIK: Compensación para ser distribuida globalmente, en dólares de los Estados Unidos de América

ENSTTIK: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de TTIK (kWh).

CEPPNS: Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control, (\$/kWh).

La ENSTTIK se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{TTIK} = D_S \left[\frac{(TTIK - TTIK_{Límite})}{8760} \right]$$

En donde:

TTIK: Son los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado.

TTIKLímite: Límites establecidos para las tolerancias de los índices.

DS: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).

8760: Número de horas en el año.

Art. 77.b.2) Compensación Global por FMIK:

$$CG_FMIK = ENS_FMIK * CEPPNS$$

En donde:

CG_FMIK: Compensación para ser distribuida globalmente, en dólares de los Estados Unidos de América

ENSFMIK: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de FMIK (kWh).

CEPPNS: Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control, (\$/kWh).

La ENSFMIK se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{FMIK} = D_S * \left[\frac{(FMIK - FMIK_{L\acute{i}mite}) * TTIK}{FMIK} \right] \frac{1}{8760}$$

En donde:

FMIK: Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

TTIK : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

FMIKLímite: Se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices.

DS: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).

8760: Número de horas en el año.

Art. 77.b.3. El distribuidor determinará los dos montos de la compensación global de acuerdo al tipo de densidad de carga (alta o baja) y calculará lo que corresponde a cada usuario activo al finalizar el período de control, distribuidos por tipo de área y proporcional a su consumo anual de energía eléctrica, con respecto al consumo total anual de todos los Usuarios del Distribuidor (dentro de su área).

Art. 77.b.4. La compensación por indicador global por usuario afectado se determinará eligiendo el mayor entre los dos montos calculados a cada usuario.

Cálculo de Compensaciones Individuales:

Art. 77.c. El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores individuales, se calculará determinándose la energía no suministrada en buena calidad para cada período de control, en función de los indicadores de Tiempo y Frecuencia de interrupciones.

Art. 77.d. La compensación por indicador individual por usuario afectado, se determina eligiendo el mayor entre dos montos:

CSAIDI = Compensación por SAIDI, en dólares de los Estados Unidos de América

CSAIFI = Compensación por SAIFI, en dólares de los Estados Unidos de América

Art. 77.d.1) Compensación por SAIDI:

$$CSAIDI = ENSSAIDI * CENS$$

En donde:

CSAIDI: Compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América

ENSSAIDI: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIDI, (kWh).

CENS: Costo de Energía No Entregada, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado y en el caso de tarifas con medición horaria, es igual a dos veces el promedio ponderado de la tarifa en que se encuentra el usuario en el período de control evaluado.

La ENSSAIDI se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIDI} = D_u \left[\frac{(SAIDI - SAIDI_{Límite})}{8760} \right]$$

En donde:

- SAIDI: Valor resultante del indicador en el período controlado.
SAIDLímite: Límite establecido para las tolerancias de los índices.
DU: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).
8760: Número de horas en el año.

Art. 77.d.2) Compensación por SAIFI:

$$CSAIFI = ENSSAIFI * CENS$$

En donde:

- CSAIFI : Compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América.
ENSSAIFI : Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIFI, (kWh).
CENS : Costo de Energía No Entregada, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado y en el caso de tarifas con medición horaria, es igual a dos veces el promedio ponderado de la tarifa en que se encuentra el usuario en el período de control evaluado.

La ENSSAIFI se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIFI} = D_U \left[\frac{(SAIFI - SAIFI_{Límite}) * SAIDI}{\frac{SAIFI}{8760}} \right]$$

En donde:

- SAIFI : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.
SAIDI: Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.
SAIFILímite: Son los límites establecidos para las tolerancias de los índices.
DU: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor (kWh).
8760: Número de horas en el año.

Compensación por Calidad de Servicio Técnico

Art. 77.e. A partir del período 2006 en adelante de la Etapa de Régimen, se aplicarán compensaciones a los Usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias individuales establecidas.

Art. 77.f. Cuando los indicadores individuales de un usuario se encuentren dentro de los límites admisibles, dicho usuario no recibirá la compensación asociada a los indicadores globales.

Para la determinación de los montos de compensación a aplicar por los indicadores globales de la calidad del servicio técnico, se utilizará la compensación por indicador global por usuario afectado, según lo indicado en los artículos 77.b.3 y 77.b.4. Luego, se identificarán los casos en los que existiendo algún incumplimiento de los indicadores individuales de la calidad del servicio técnico, el monto de compensación global sea mayor que el individual. Finalmente, se calcularán las diferencias entre las compensaciones globales y las individuales para los casos identificados, las cuales conformarán el monto de compensación global a aplicar.

Art. 77.g. Los montos de compensación relacionados con el artículo 77.d serán directamente aplicados a los usuarios finales correspondientes, mediante un descuento único en los documentos de cobro del mes de marzo del año calendario inmediato posterior al incumplimiento observado. Si el monto a compensar supera el valor total de la factura, el complemento de la compensación se deberá aplicar en el siguiente ciclo de facturación.

Compensación por mala Regulación de Tensión

Art. 77.h. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de los límites admisibles establecidos en el Artículo 23 de la presente normativa, los Distribuidores deberán compensar a los Usuarios afectados desde el momento en que se identificó el problema hasta que se demuestre de manera fehaciente la solución del mismo.

Art. 77.h.1 Cuando la transgresión a los límites se deba a bajo voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar por energía en bandas fuera de tolerancia al Usuario medido y a los usuarios que se encuentren más lejanos al transformador que suministra energía eléctrica a dicho Usuario.

Art. 77.h.2 En el caso que los límites sean transgredidos por alto voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar al Usuario medido y los usuarios más cercanos al transformador que suministra energía eléctrica a dicho Usuario

Art. 77.h.3 Cuando el distribuidor no tenga debidamente identificada su red de baja tensión, estará obligado a compensar a todos los usuarios conectados al transformador que sirve al Usuario medido.

Art. 77.h.4 Las extensiones en la compensación de un usuario con mala calidad de voltaje, forman parte de las compensaciones individuales.

Art. 77.h.5 Las compensaciones individuales derivadas del incumplimiento de los indicadores de la calidad del producto técnico, se aplicarán en el documento de cobro correspondiente a los meses de octubre y abril, de acuerdo al primero o segundo semestre del año de control, respectivamente.

Art.77.i. Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, la compensación se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la siguiente Tabla:

Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

Banda de Tensión - ΔV_k (%):	VALORIZACIÓN DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
$6 < \Delta V \leq 7$	20
$7 < \Delta V \leq 8$	33
$8 < \Delta V \leq 9$	41
$9 < \Delta V \leq 10$	49
$10 < \Delta V \leq 11$	57
$11 < \Delta V \leq 12$	65
$12 < \Delta V \leq 13$	85
$13 < \Delta V$	100
$-6 > \Delta V \geq -7$	20
$-7 > \Delta V \geq -8$	33
$-8 > \Delta V \geq -9$	41
$-9 > \Delta V \geq -10$	49
$-10 > \Delta V \geq -11$	57
$-11 > \Delta V \geq -12$	65
$-12 > \Delta V \geq -13$	85
$-13 > \Delta V$	100

Se define a ΔV_k como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible, definido en el Artículo 22 de la presente normativa.

Se define a CE(B) como la valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda “B”.

Art. 77.j. Las Compensaciones por mala regulación de tensión, se describen a continuación:

Compensación Individual.

Art. 77.j.1. Esta compensación será aplicada de acuerdo al Art. 77.h de la presente normativa. El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el nivel de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$FCpm = \sum_{BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * \frac{C_{ENS}}{100}$$

Dónde:

- FCpm = Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.
- CE(B) = Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda “B”.
- CENS = Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.
- ΣBP = Sumatoria sobre las Bandas Penalizadas de ΔVk.
- ENE(B) = Energía Registrada durante el Periodo de Medición, por cada banda “B”.

Art. 77.j.2. La compensación individual se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CI_v = (Dpm + Dnm) \times \frac{FCpm}{Dpm}$$

Dónde:

- CIv = Compensación Individual por voltaje.
- FCpm = Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.
- Dpm = Duración del Período de Medición en días.
- Dnm = Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta el primer día de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

Art. 77.j.3 Si la empresa distribuidora demuestra con una remediación que el problema ha sido solucionado dentro de los 90 días calendario a partir de iniciada la primera medición y en el informe ejecutivo ha cumplido con lo establecido en el Art. 87 de esta normativa, no aplicará compensación individual.

Art. 77.j.4 El monto a compensar a los usuarios referidos en los artículos del 77.h.1 al 77.h.3 será equivalente al calculado para compensar al usuario medido que resultó fuera de tolerancia y no cumplió con lo establecido en el Art. 77.j.3.

Art. 77.j.5 Se aplicará la compensación individual a partir del período 2005 en adelante de la etapa de régimen.

Compensación Global

Art. 77.j.6. Para el caso de incumplimiento a los índices o indicadores globales, la compensación será la siguiente:

$$\text{Compensación Global} = ETF * \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right) * \frac{C_{EPPNS}}{100}$$

Dónde:

$\Sigma_{B=BP}$ = Sumatoria sobre las Bandas Penalizables establecidas en la presente normativa.

ETF = Energía Total Facturada por el Distribuidor en el período controlado, en kWh.

FEBP_B = Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión “B” fuera de las tolerancias establecidas.

FEEC_B = Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión “B”.

CE_B = Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión “B”.

C_{EPPNS} = Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control. (\$/kWh).

Art. 77.j.7. La compensación global relacionada con la calidad del producto técnico será distribuida entre todos los usuarios en forma proporcional a los consumos registrados en el año de control. Sin embargo, sólo se reintegrarán los montos asociados a aquellos usuarios que en dicho año no recibieron ninguna compensación individual por calidad del producto técnico.

Art. 77.j.8. Se aplicará la compensación global a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

Compensación por Flicker en la Tensión

Art.77.k. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por efecto parpadeo cuando se compruebe que las mediciones de flicker en la red de distribución han excedido la tolerancia establecida en el artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de efecto parpadeo (flicker) ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Comp}_{\text{afec}} = \text{Comp}_{\text{pert}} \frac{E_{\text{afec}}}{\sum E_{\text{afec}}}$$

Donde:

$\text{Comp}_{\text{afec}}$:	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$\text{Comp}_{\text{pert}}$:	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.n.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
E_{afec} :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{\text{afec}}$:	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

Art.77.1. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de distorsión armónica de tensión en la red de distribución ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Comp}_{\text{afec}} = \text{Comp}_{\text{pert}} \frac{E_{\text{afec}}}{\sum E_{\text{afec}}}$$

Dónde:

$\text{Comp}_{\text{afec}}$:	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$\text{Comp}_{\text{pert}}$:	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
E_{afec} :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{\text{afec}}$:	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

Compensación por Distorsión de Armónicas en el Voltaje

Art. 77.1. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de distorsión armónica de tensión en la red de distribución ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Comp}_{\text{afec}} = \text{Comp}_{\text{pert}} \frac{E_{\text{afec}}}{\sum E_{\text{afec}}}$$

Dónde:

$\text{Comp}_{\text{afec}}$:	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$\text{Comp}_{\text{pert}}$:	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
E_{afec} :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{\text{afec}}$:	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

Compensación por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga

Art. 77.m. En los casos en que el distribuidor detecte que se incumplen los límites establecidos para la distorsión armónica de tensión, e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n las tolerancias establecidas en el artículo 50 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo, determinada en función a la distorsión penalizable individual de armónicas.

Art. 77.m.1. Se define como distorsión penalizable individual de armónicas (DPIAk) a la distorsión armónica de la corriente de carga, registrada en cada intervalo de medición k, que supere las tolerancias establecidas. El DPIAk deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, según las siguientes expresiones:

- a) Cuando la potencia registrada de la fase sea mayor o igual que 3.5 kW

$$DPIAk = \text{Max} \left[0, \frac{DATI(k) - DATI}{DATI}, \frac{1}{3} \sum_2^{25} \frac{DAIIi(k) - DAIIi}{DAIIi} \right]$$

- b) Cuando la potencia registrada de la fase sea menor que 3.5 kW

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_2^{25} \text{Max} \left[0, \frac{li_i(k) - li_i}{li_i} \right]$$

Donde:

DPIAk = Es la distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición k, considerando cada fase del punto de entrega al usuario final.

DATI(k) = Es la distorsión armónica total de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en el intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es mayor o igual que 3.5 kW.

DATI = Es la tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga utilizada para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 kW.

DAIIi(k) = Es la distorsión armónica individual de corriente de carga de la fase evaluada, vinculada con la componente armónica de orden “i”, registrada en el intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es mayor o igual que 3.5 kW.

DAI_i = Es la tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden “i”, para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 kW.

I_i(k) = Es la intensidad en amperios de la componente armónica de orden “i” de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en cada intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es menor que 3.5 kW.

I_i = Es la tolerancia para la intensidad en amperios de la componente armónica de orden “i” de la corriente de carga del usuario, utilizada para potencias de carga por fase menores que 3.5 kW.

En cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIA_k mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

$$\begin{array}{lll} 0 < \text{DPIA}_k \leq 1 & \text{CENS} * \text{DPIA}_k^2 & (\$/\text{kWh}) \\ 1 < \text{DPIA}_k & \text{CENS} & (\$/\text{kWh}) \end{array}$$

Art. 77.m.2. El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de distorsión armónica de la corriente de carga, no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$\text{RPIA} = \min \left(0.3 * \text{Prom3UF}, \text{FA} * \sum_{k:\text{DPIA}_k \leq 1} \text{CENS} * \text{DPIA}_k^2 * E_{(k)} + \text{FA} * \sum_{k:\text{DPIA}_k > 1} \text{CENS} * E_{(k)} \right)$$

Donde:

RPIA = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de distorsión armónica de la corriente de carga a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el treinta por ciento (30%) del término Prom3UF.

Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

- E(k) = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.
- DPIA_k = Distorsión penalizable individual de armónicas para cada fase e intervalo de medición k.
- CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.
- FA = Factor de ajuste = $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantida de registros válidos de la medición}}$

Art. 77.m.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de distorsión armónica de tensión en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles afecte en dicha barra o punto de interconexión , la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando distorsión armónica en las redes de distribución.

La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.

A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida realizada si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que se verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles en las redes de distribución, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constata que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora remitirá a la SIGET, dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible, sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constata el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de distorsión armónica.

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.m.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.m.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constata mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.

Compensación por Flicker Generado por el Usuario.

Art. 77.n. En los casos en que el distribuidor detecte que se incumple el límite del índice de severidad del efecto parpadeo (flicker), e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n el nivel de tolerancia establecido en el artículo 55 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo determinada en función de la distorsión penalizable individual de flicker.

Art. 77.n.1. Se define como distorsión penalizable individual de flicker (DPIF_k) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medición k.

La distorsión penalizable individual de flicker en el intervalo de medición k, deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, de la siguiente manera:

$$DPIF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde:

DPIF_k= Es la distorsión penalizable individual de flicker, en el intervalo de medición k para cada fase del punto de entrega al usuario final.

P_{stm}(k) = Es el índice de severidad de flicker de corto plazo, registrado en el intervalo de medición k, para cada fase del punto de entrega al usuario final.

P_{sti}= Es la tolerancia para el índice de severidad de flicker de corto plazo, según la carga del usuario.

En cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIF_k mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPIF_k \leq 1$	$CENS * DPIF_k^2$	(\$/kWh)
$1 < DPIF_k$	CENS	(\$/kWh)

Art. 77.n.2. El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de efecto parpadeo (flicker), no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$RPIF = \min \left(0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k:DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

RPIF = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de efecto parpadeo (flicker) a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el 30% del término Prom3UF.

Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

E(k) = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

DPIF_k = Distorsión penalizable individual de flicker para cada fase e intervalo de medición k.

CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.

FA = Factor de ajuste = $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantida de registros válidos de la medición}}$

Art. 77.n.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles en dicha barra o punto de interconexión, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el

problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución.

La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.

A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles en las redes de distribución, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones consiguientes indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de efecto parpadeo (flicker).

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.n.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.n.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constate mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.

Compensación por bajo Factor de Potencia.

Art. 78. Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la SIGET.

Compensación por Incumplimiento a Niveles Globales de Calidad Comercial

Art.79. En los casos que se produzcan incumplimientos en los límites admisibles correspondientes a los Niveles Globales de Calidad Comercial, indicados en el Capítulo II del Título VI de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución en el período 2008 en adelante de la Etapa de Régimen, la empresa distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus usuarios finales activos al 31 de diciembre del período de control.

El monto total con que se compensará a los usuarios finales será el resultante de la suma de los valores correspondientes a cada uno de los incumplimientos obtenidos al final del año con respecto a los límites admisibles establecidos para los Niveles Globales de Calidad Comercial detallados en dicho Capítulo. El monto establecido para cada indicador, y por cada punto porcentual de alejamiento al mencionado límite, se indica a continuación, en función al número de usuarios finales con que cuente la empresa distribuidora al finalizar el año de análisis:

CANTIDAD DE USUARIOS FINALES	MONTO DE COMPENSACIÓN POR CADA PUNTO PORCENTUAL DE ALEJAMIENTO AL LÍMITE ESTABLECIDO (MC)
Hasta 50,000	\$ 5,000.00. (US Dólares)
Desde 50,001 hasta 100,000	\$ 10,000.00 (US Dólares)
Desde 100,001 hasta 200,000	\$ 20,000.00 (US Dólares)
Desde 200,001 hasta 300,000	\$ 30,000.00 (US Dólares)
Desde 300,001 hasta 400,000	\$ 40,000.00 (US Dólares)
Mayor a 400,000	\$ 50,000.00 (US Dólares)

Los montos de compensación por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido serán ajustados anualmente por la SIGET, tomando en cuenta el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Ministerio de Economía. La base de escalación para calcular será el mes en que entre en vigencia este Acuerdo.

Art. 79.a. El monto a compensar por cada uno de los indicadores de los niveles globales de calidad comercial establecidos, se calculará utilizando la fórmula siguiente:

$$MI = MC * (\text{desv.}_{DDA} * f_A + \text{desv.}_{DDM} * f_M + \text{desv.}_{DDB} * f_B)$$

En donde:

MI = Monto de Compensación por indicador

MC = Monto de Compensación por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido

desv. _{DDA} = Desviación del indicador de densidad demográfica alta con respecto a su respectivo límite. Lo mismo para el caso de la desv. _{DDM}, que es con respecto a la densidad demográfica media y la desv. _{DDB}, con respecto a la baja.

f_A = Es el factor de Densidad Demográfica alta, el cual representa el porcentaje de usuarios que se encuentran clasificados en dicha densidad; lo mismo sucede con el factor de DDM y DDB.

El monto total de compensación global, será la sumatoria de cada monto a compensar por cada uno de los indicadores que la empresa distribuidora haya incumplido.

$$MTCG = \sum_{i=1}^N MI_i$$

En donde:

MTCG = Monto Total de Compensación Global

MI = Monto de Compensación por Indicador

$\sum_{i=1}^N$ = Sumatoria de todos los montos calculados por cada indicador global.

El valor a compensar a cada uno de los usuarios finales, será el resultante de dividir el monto total de compensación calculado entre el total de los usuarios activos al 31 de diciembre del año de control.

Art.79.b. Las empresas distribuidoras deberán enviar a la SIGET de forma impresa y magnética, un informe con la memoria de cálculo de los montos de compensación relacionados con cada indicador global de la calidad del servicio comercial, indicando el valor de cada uno de los términos que

componen a las fórmulas indicadas en los artículos 73 y 79.a de la presente norma. Este informe anual deberá ser enviado dentro de los primeros 15 días hábiles del mes de febrero y acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde certifique la veracidad de la información suministrada.

Art. 79.c. Los indicadores globales relacionados a Porcentaje de Reclamos por interrupciones de servicio (PRUi) y Usuarios reconectados después de una interrupción (USRE), solamente se calcularán para control estadístico.

Compensación por Incumplimiento a los Niveles de la Calidad de Servicio Comercial Garantizado a Cada Cliente.

Art.80. En caso de producirse un incumplimiento en los tiempos de respuesta establecidos para la Etapa de Régimen, de los niveles de calidad de servicio comercial garantizado a cada cliente en lo concerniente al Plazo de respuesta a las consultas de los Usuarios (RCUS), Información a los Usuario Finales acerca de las interrupciones programadas (INPR), Reclamos por inconvenientes con el nivel de tensión suministrado (RETE) y los Reclamos por inconvenientes en el funcionamiento del medidor (REME), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una compensación equivalente a una reducción en la tarifa respectiva, en la cual se encuentre clasificado, correspondiente al quince por ciento (15%) del promedio de las últimas tres (3) facturas emitidas. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el 50% del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.a. En el caso de producirse un incumplimiento en los Tiempos de Respuesta establecidos durante la Etapa de Régimen con respecto al Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pagos (RCSU) y Reposición del Suministro después de una Interrupción Individual (USRE), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una compensación equivalente a una reducción en la tarifa respectiva, en la cual se encuentre clasificado, correspondiente al quince por ciento (15%) del promedio de las últimas tres (3) facturas emitidas, más un cinco (5%) por cada cuatro (4) horas adicionales que el usuario permanezca afectado. En ningún caso, esta compensación podrá exceder al cincuenta por ciento (50%) del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.b. En el caso de producirse un incumplimiento en los Tiempos de Respuesta establecidos durante la Etapa de Régimen relacionado con la solicitud de Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE) por parte de los usuarios finales, la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una reducción tarifaria, en la cual se encuentra clasificado, correspondiente al veinte por ciento 20% del valor del costo de conexión, por cada fracción o día de mora en proveer el servicio eléctrico al solicitante, hasta un máximo equivalente al valor del costo de conexión.

Art.80.c. En el caso de producirse un incumplimiento en el número de facturas estimadas durante la Etapa de Régimen asociados con los niveles de Estimaciones en la Facturación (CFFE), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una reducción tarifaria, en la cual se encuentra clasificado, determinada como el veinte por ciento (20%) del promedio de las últimas tres (3) facturas. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el 50% del monto promedio de las últimas tres(3) facturas.

Art.80.d En la Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC), en caso de producirse un incumplimiento en los tiempos de respuesta establecidos, la empresa distribuidora deberá aplicar a cada usuario final afectado una reducción tarifaria determinada como el diez por ciento (10%) del promedio de la facturación del usuario final de los últimos tres (3) meses anteriores al reclamo, más un cinco por ciento (5%) por cada día de demora en resolver el reclamo al usuario final. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el cincuenta por ciento (50%) del monto promedio de la facturación de los últimos tres (3) meses.

Art. 80.d.1. En los casos que el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) del medidor de energía sea mayor que el ciento dos por ciento (102%), el distribuidor aplicará una compensación al usuario afectado. El cálculo de la compensación se realizará aplicando la expresión siguiente:

$$C_{in} = \sum_{i=1}^n 15 \times (RPP - 102\%) \times Ene_i \times Car_i$$

En donde:

C_{in} : Compensación individual al usuario afectado.

RPP : Indicador Individual Registro de Porcentaje Promedio descrito en la metodología para el control de los equipos de medición.

n : Cantidad de cargos tarifarios facturados en función del consumo de energía.

Ene_i : Total de energía facturada con el cargo i -ésimo en los últimos doce meses contados a partir del mes en que se detectó el incumplimiento del indicador individual RPP.

Car_i : Promedio aritmético de los últimos doce valores mensuales (contados a partir del mes en que se detectó el incumplimiento) de cada uno de los cargos (cargo i -ésimo) en función de la energía, facturados al usuario afectado.

En caso que al usuario afectado no se le hayan emitido facturas en alguno de los últimos doce meses, los factores Ene y Car_i se calcularán con base a la cantidad de facturas o documentos de cobros emitidas y si no se cuenta al menos con dos facturas, el cálculo se realizará tomando la información de la factura o documentos de cobro emitida en el mes en que se detectó el incumplimiento del indicador individual RPP.

Si al usuario afectado se le aplica en su facturación más de un cargo en función de la energía (Car_i), se deberá realizar el cálculo de la compensación (C_{in}) para cada uno de los cargos y luego sumarlos para obtener la compensación total. El cálculo deberá tener en cuenta los cambios de pliegos tarifarios, de forma que la compensación de cada período de facturación se valore con el mismo pliego aplicado en la facturación del distribuidor.

En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura o documento de cobro respectivo, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente ciclo de facturación.

Art.80.e. La empresa distribuidora deberá procesar durante los primeros quince (15) días calendario del mes, las reducciones tarifarias correspondientes al mes anterior, debidas a incumplimientos en los Niveles de la Calidad de Servicio Comercial Garantizados a Cada Cliente, como ha sido establecido en los artículos precedentes. La reducción tarifaria se aplicará en forma individual a cada usuario, la cual se reconocerá en un crédito único, en el siguiente ciclo de facturación, posterior al mes de cálculo del monto a compensar; 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 ciclo de facturación.

Art.80.f. Durante los primeros 15 días hábiles de cada mes, las empresas distribuidoras deberán enviar a la SIGET de forma impresa y magnética un informe completo, indicando las reducciones tarifarias efectuadas a los usuarios finales durante el mes anterior, indicando cada uno de los incumplimientos específicos que motivaron las citadas reducciones tarifarias. Este informe mensual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde éste certifique la veracidad de la información suministrada.

Art. 81. La SIGET cuando lo considere pertinente, verificará mediante auditorias los procesos de facturación de las empresas distribuidoras y la ejecución de las compensaciones que correspondan por incumplimientos de los Niveles de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

TÍTULO VIII DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPÍTULO ÚNICO

Art.82. Los Indicadores de Calidad de Servicio Técnico se ajustarán de acuerdo a los resultados obtenidos durante el período del año 2005 al 2007, y se desagregarán para medir la calidad del servicio a los usuarios de Media y Baja Tensión, los cuales serán aplicables a partir del año 2008 en adelante de la etapa de Régimen; de igual forma, a partir de los resultados obtenidos en la Campaña de Perturbaciones, período del año 2005 al 2007 de la etapa de régimen, si SIGET lo considera válido, se podrá ajustar la forma de compensación en las perturbaciones.

Art.82 bis. En el caso que previo al período de aplicación de las compensaciones por incumplimiento de los límites de distorsión armónica y efecto parpadeo, la empresa distribuidora hubiera detectado perturbaciones eléctricas en sus redes de distribución; identificado a uno o más usuarios en los que se originan las perturbaciones eléctricas observadas; informado a dichos usuarios sobre la necesidad de efectuar modificaciones o adecuaciones en sus instalaciones internas para cumplir con los parámetros de calidad establecidos en las presentes Normas; y hubiesen transcurrido más de ciento ochenta (180) días calendario desde que el usuario final hubiese sido informado de tal situación, sin que la situación hubiese sido resuelta, no serán aplicables los artículos 77.m.3 y 77.n.3, debiéndose proceder con la aplicación de los recargos correspondientes calculados mediante los artículos 77.m.2 y 77.n.2, los cuales deberán ser aplicados mensualmente a partir de la facturación correspondiente al mes en que se inicie la aplicación de las compensaciones y recargos relacionadas con las distorsión armónica y el efecto parpadeo.

TÍTULO IX DISPOSICIONES FINALES

CAPÍTULO I COMPETENCIA DE LA SIGET

Art.83. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la encargada de verificar el cumplimiento de los índices e indicadores de calidad de servicio establecidas en las presentes Normas.

Art.84. La SIGET será la responsable de definir, para cada una de las etapas de implementación, la metodología de medición y control, el contenido y la forma de intercambio de información que surja de las campañas de obtención de la información correspondiente y adecuación de sus sistemas. Asimismo la SIGET podrá auditar la información y los procesos en cualquier etapa y en el momento que lo considere necesario.

Art.85. Las disposiciones referentes a la calidad del servicio comercial establecidas en las presentes normas serán de aplicación para todos los tipos de suministros.

CAPÍTULO II. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Art.86. En la Metodología de Medición y Control para la Calidad del Servicio Comercial, Servicio Técnico y la Calidad del Producto se establecerán los procedimientos, el contenido y la forma de intercambio de información a ser requerido por SIGET.

Art.87. Las empresas distribuidoras, deberán informar mensualmente por escrito a la SIGET, respecto a las exigencias establecidas en las presentes normas, indicando los incumplimientos de los parámetros establecidos en estas normas y presentar trimestralmente su propuesta para aplicar las medidas correctivas necesarias para el cumplimiento de los mismos.

Art.88. Los informes que se soliciten en las Metodologías de Control, deberán ser acompañados, de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, que certifique la veracidad de la información suministrada.

Art.89. Las empresas Distribuidoras, deberán mantener los registros detallados de todos los datos e informaciones por un mínimo período de dos (2) años, en caso de que estas sean requeridas por SIGET.

Art. 90. La presente Normativa será aplicable a partir de la Etapa de Régimen y entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.