

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

N° 032-RIT-2015

RESOLUCIÓN RJD-069-2015

RESOLUCIÓN RJD-070-2015

RESOLUCIÓN RJD-071-2015

RESOLUCIÓN RJD-072-2015

CONVOCA A AUDIENCIA PÚBLICA

RESOLUCIÓN RJD-069-2015

San José, a las quince horas con quince minutos del veintitrés de abril de dos mil quince

NORMA TÉCNICA REGULATORIA AR-NT-SUMEL SUPERVISIÓN DEL USO, FUNCIONAMIENTO Y CONTROL DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

OT-298-2014

RESULTANDO:

- I. Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2440-2001, dictó la norma técnica denominada “*Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica*” (AR-DTCON) publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-025-2000).
- II. Que el 30 de mayo de 2013, la Contraloría General de la República (en adelante CGR), mediante el informe DFOE-AE-IF-04-2013, apartado 4.5 de disposiciones, ordenó entre otras cosas, que el Regulador General y los miembros de Junta Directiva deben: [...] *Emitir y divulgar la normativa técnica de calidad de la energía y de la prestación del servicio eléctrico, así como modificar aquella normativa técnica señalada en los párrafos del 2.92 al 2.133. Remitir a este Órgano Contralor, a más tardar el 16 de diciembre de 2014, el acuerdo de ese órgano colegiado que apruebe la nueva normativa, así como las modificaciones a la existente, e instruya su divulgación a lo interno de la Autoridad Reguladora, a los regulados y usuarios del servicio eléctrico [...].* (No consta en autos).
- III. Que el 7 de noviembre de 2013, el Regulador General, mediante el memorando 893-RG-2013, designó a [...] *los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación de las Normas Técnicas de Electricidad [...].* (No consta en autos).
- IV. Que el 16 de diciembre de 2014, la Junta Directiva (en adelante JD), mediante los acuerdos 10-71-2014 y 11-71-2014 de la sesión ordinaria 71-2014, respectivamente ordenó “Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUMEL “*Supervisión, del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo*” sometida a audiencia pública mediante acuerdos 04-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-210-2014” y “Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada Norma AR-NT-SUMEL “*Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo*” ”. (Folios del 1 al 19).

- V. Que el 16 de diciembre de 2014, la JD, mediante el oficio 884-SJD-2014, solicitó a la CGR prorrogar al 30 de abril del 2015, el cumplimiento del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013, con el fin de cumplir con los trámites normales que el procedimiento requiere. (No consta en autos).
- VI. Que el 19 de enero de 2015, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 12 y el 21 de enero de 2015, fue publicada en los diarios La Nación y Extra. (Folios 23 y 109 respectivamente).
- VII. Que el 11 de febrero de 2015, la CGR, mediante oficio DFOE-SD-0473, prorrogó al 30 de abril de 2015, el cumplimiento por parte de Aresep del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013. (No consta en autos).
- VIII. Que el 17 de febrero de 2015, se celebró la audiencia pública para conocer la propuesta de la norma técnica denominada AR-NT-SUMEL “*Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo*”, según acta N° 008-2015. (Folios 458 al 476).
- IX. Que el 24 de febrero de 2015, la Dirección General de Atención al Usuario (en adelante DGAU), mediante el oficio 0605-DGAU-2015, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias de la audiencia pública. (Folios del 454 al 457).
- X. Que el 18 de marzo de 2015, la Comisión ad hoc, mediante el oficio 0008-CAHMNE-2015, remitió a la Junta Directiva la [...] *propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión, del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos” (Anexo A), incluyendo el análisis de posiciones (Anexo B) tramitada bajo el expediente OT-298-2014 [...]*. (Folios del 483 al 486).
- XI. Que el 19 de marzo de 2015, la Secretaría de Junta Directiva (en adelante SJD), mediante el memorando 170-SJD-2015, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR) para su análisis la [...] *propuesta de la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión, del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”, remitido por la Comisión Ad Hoc [...]*. (Folio 482).
- XII. Que el 25 de marzo de 2015, la DGAJR, mediante oficio 249-DGAJR-2015, emitió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUMEL “*Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo*” que le fue remitida mediante el memorando 170-SJD-2015. (Folios del 487 al 503).
- XIII. Que el 26 de marzo de 2015, la SJD, mediante el memorando 184-SJD-2015, remitió a la Comisión Ad Hoc para su análisis, el oficio 249-DGAJR-2015. (Folio 504).
- XIV. Que el 31 de marzo de 2015, la Comisión ad hoc, mediante el oficio 0011-CAHMNE-2015, remitió nuevamente a la JD la [...] *propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión, del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos” (Anexo A), incluyendo el análisis de posiciones (Anexo B) tramitada bajo el expediente OT-298-2014 [...] y que incorpora las observaciones [...] externadas mediante el oficio 249-DGAJR-2015 [...]*. (Folios del 505 al 583).

- XV.** Que el 9 de abril de 2015, la SJD, mediante el memorando 225-SJD-2015, remitió a la DGAJR para su análisis la [...] *propuesta de la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión, del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”*. [...]. (No consta en autos).
- XVI.** Que el 13 de abril de 2015, la DGAJR mediante el oficio 0293-DGAJR-2015, rindió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” AR-NT-SUMEL-2015, recomendando someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva dicha propuesta de norma técnica, remitida por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0011-CAHMNE-2015.
- XVII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución

CONSIDERANDO:

- I.** Que en cuanto a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el Anexo B, del oficio 011-CAHMNE-2015, de la Comisión Autónoma ad hoc, folios 523-583, expediente OT-298-2014.
- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Aprobar la norma técnica denominada Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos AR-NT-SUMEL, con fundamento en el oficio 0011-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma ad hoc y el criterio 293-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se dispone. **2.-** Derogar la norma técnica Derogar la norma técnica AR-NT-CONT “Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos”, emitida mediante resolución RRG-2440-2001, del 21 de diciembre de 2001. **3.-** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 17 de febrero de 2015, el anexo B del oficio 0011-CAHMNE-2015, que consta en el expediente 0298-OT-2014 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III.** Que en sesión ordinaria 17-2015 del 23 de abril de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 0011-CAHMNE-2015 de la Comisión ad Autónoma ad hoc, y el oficio 293-DGAJR-2015, de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución:

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:**

- I. Aprobar la norma técnica regulatoria denominada "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" AR-NT-SUMEL, con fundamento en el oficio 0011-CAHMNE-2015, de la Comisión ad hoc y el criterio 293-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

(“

**“Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”
(AR-NT-SUMEL)**

**CAPÍTULO I
GENERALIDADES**

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece:

- a. Las condiciones y requisitos técnicos que deberá cumplir el equipamiento para la actividad de medición y registro de la energía y potencia en todas las etapas del negocio eléctrico en el mercado eléctrico nacional.
- b. Los procesos de supervisión asociados a la actividad de verificación, calibración, sellado y control de instrumentos de medición y registro de energía y potencia.
- c. Los procesos de supervisión asociados al control de los patrones y equipos conexos en los laboratorios de calibración, sellado y control de instrumentos de medición y registro de energía y potencia, así como de las unidades de verificación.

Artículo 2. Obligatoriedad y responsabilidad

Su aplicación es obligatoria para todas las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Bajo ninguna circunstancia, las empresas eléctricas podrán instalar o hacer uso, para efectos de facturación y de control de la calidad, de un sistema de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía que no cumpla con las condiciones indicadas en la presente norma.

Artículo 3. Propósito

El objeto de la presente norma técnica es definir y describir las condiciones técnicas bajo las cuales se desarrollará la actividad de medición y registro de la energía, potencia y calidad en los siguientes aspectos:

- . Implementación y control de laboratorios de medición y su equipamiento.
- . Establecimiento y control de unidades de verificación y su equipamiento.
- . Características técnicas de patrones portátiles y de laboratorio.
- . Control y supervisión de patrones.
- . Características técnicas de los instrumentos de medición y registro.
- . Control estadístico de los equipos de medición y registro nuevos y en uso.
- . Identificación de los dispositivos de medición y registro.
- . Técnicas de medición y verificación.

Artículo 4. Definiciones

Para efectos de aplicar esta norma técnica, se definen los conceptos siguientes así:

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

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

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión: nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Contador de energía. Medidor: instrumento para la medición y registro de la energía y potencia, consumida y demandada por una instalación eléctrica, equipo eléctrico u otros.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Equipo de medición, contador, instrumento de medición, medidor: véase sistema de medición.

Factor de potencia: es la relación o razón entre la potencia real y la aparente.

Generador: empresa generadora de energía eléctrica.

Laboratorio de calibración y ensayo: empresa u órgano de una institución pública o privada, persona física o jurídica, debidamente acreditada para la actividad de verificación, calibración, sellado de instrumentos de medición y registro de energía y potencia, de conformidad con lo indicado en el artículo 23 de la Ley 7593, y el artículo 12 de su reglamento, el cual debe cumplir con la Ley No. 8279, Sistema Nacional para la Calidad, y consecuentemente estar acreditado bajo la norma ISO:17025-Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de calibración y ensayo, vigente.

Media Tensión: nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor a 100 kV.

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

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Patrón de medición: medida materializada, instrumento de medición, material de referencia o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o más valores de una magnitud para utilizarse como referencia.

Protocolo: serie ordenada de objetivos, metodologías y consideraciones, a ser utilizados y documentados para la observación, análisis e interpretación de los resultados, de las diferentes pruebas y controles estadísticos.

Punto de interconexión: lugar topológico donde se enlaza la red de una empresa distribuidora, un generador o un gran consumidor, con la red de transmisión eléctrica.

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

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y en las condiciones para su comercialización.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Unidad de verificación: persona física, que tiene la competencia técnica, el equipamiento y la acreditación para la verificación de instrumentos o sistemas de medición, conforme a las regulaciones, normas o especificaciones técnicas.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Artículo 5. Acrónimos y abreviaturas

ANSI: American National Standard Institute

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

IEC: International Electrotechnical Commission

CAPÍTULO II SISTEMA DE MEDICIÓN ELÉCTRICO EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Artículo 6. Sistema de medición

Las empresas distribuidoras o comercializadoras proveerán e instalarán por su cuenta, los contadores, los transformadores de potencial y corriente, y demás dispositivos necesarios para la medición y registro de la energía consumida y potencia demandada por sus abonados y usuarios, de acuerdo con el uso, cantidad de energía consumida, potencia demandada y el tipo de servicio, de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” y la norma AR-NT-POASEN "Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional".

Artículo 7. Mantenimiento de los sistemas de medición

Las empresas distribuidoras y comercializadoras están en la obligación de mantener en buen estado de funcionamiento los sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes, y realizando a sus sistemas de medición las pruebas técnicas y estadísticas establecidas en esta norma.

Artículo 8. Instalación y ubicación del sistema de medición

Los sistemas de medición serán instalados de acuerdo con las características del servicio, tomando en cuenta para ello: la seguridad y protección tanto de la instalación eléctrica del abonado como de la empresa; el acceso y facilidades para la instalación y mantenimiento.

Los sistemas de medición serán ubicados de acuerdo con lo establecido en las normas técnicas “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas (AR-SUINAC)", y “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” (AR-NT-SUCOM) vigentes.

CAPÍTULO III

SUMINISTRO ELÉCTRICO A ALTA TENSIÓN E INTERCONEXIÓN AL SEN

Artículo 9. Sistemas de medición

Las empresas generadoras con una potencia instalada mayor a 1 MW, así como las empresas distribuidoras y transmisoras, proveerán e instalarán por su cuenta los medidores, los transformadores de potencial y corriente, y demás dispositivos necesarios para la medición y registro de la energía y su calidad, así como la potencia inyectada o retirada del SEN, de acuerdo con los procedimientos que para tales efectos proponga el Operador del Sistema y que la Autoridad Reguladora apruebe.

El sistema de medición permitirá su lectura, tanto en sitio como de manera remota, y deberá cumplir con los requisitos indicados en el artículo 13 de esta norma.

Artículo 10. Mantenimiento de los sistemas de medición

Las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras están en la obligación de mantener en buen estado de funcionamiento los sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes, y realizando a sus sistemas de medición las pruebas técnicas y estadísticas establecidas en esta norma, y siguiendo los protocolos establecidos por el Operador del Sistema y aprobados por la Autoridad Reguladora, en salvaguardia de la seguridad operativa del SEN.

Artículo 11. Instalación y ubicación del sistema de medición

Los sistemas de medición serán instalados y ubicados de acuerdo con las especificaciones técnicas de las empresas distribuidoras y transmisoras.

CAPÍTULO IV

INSCRIPCIÓN DE MODELO

Artículo 12. Inscripción de modelo

La inscripción de los diferentes modelos de instrumentos o sistemas para medición y registro de la energía y su calidad, así como la potencia eléctrica, en cualquiera de las etapas de la industria eléctrica en Costa Rica, se efectuará ante la Autoridad Reguladora, de acuerdo al procedimiento y requisitos establecidos por dicho ente. No podrá instalarse, para efectos de facturación ni de control de esta, ni para el registro de la calidad de la energía, ningún equipo de medición que carezca de la inscripción del modelo correspondiente. La solicitud de la inscripción de los modelos de instrumentos o sistemas de medición, por parte de cualquier persona física o jurídica se ajustará a los procedimientos que para tales efectos establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 13. Características técnicas mínimas de los equipos de medición

Todos los instrumentos, medios o sistemas de medición empleados en el país, ante una prueba dada, cumplirán con las características técnicas, y como mínimo con los porcentajes de error especificados en las normas estadounidenses ANSI C12.1, C12.7, C12.10, C12.16, C12.18, C12.19, C12.20, C12.22 y ANSI C57.13 que correspondan, de acuerdo con el uso de la energía, el tipo de servicio (según la clasificación establecida en la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la

comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión), y la demanda de potencia y energía.

En los sistemas de medición con registro de parámetros de calidad, que se adquieran a partir de la entrada en vigencia de esta norma, adicionalmente deben cumplir con la norma IEC-61000-4-30 “Técnicas de ensayo y medida. Métodos de medida de la calidad de suministro”.

Artículo 14. Requisitos para solicitar la inscripción de modelos

Toda solicitud de inscripción de modelos de instrumentos o sistemas de medición y registro se realizará por escrito y se acompañará de toda la documentación, en idioma español o en su defecto acompañada por su traducción oficial, necesaria para entender su funcionamiento y conexión (descripciones, diseño, esquemas, y hardware para la programación y descripción del funcionamiento eléctrico y mecánico). Asimismo, deberá entregarse una copia de seguridad del software utilizado. De igual forma deberá contemplar la información relativa a los ajustes, esquemas y procedimientos para su verificación, contraste y calibración.

Asimismo, debe aportarse certificado del cumplimiento de los niveles de error establecidos en las normas ANSI correspondientes, autenticado mediante el trámite consular de apostillado, expedido por un laboratorio acreditado del país de origen.

Artículo 15. Causas para denegar la inscripción de los modelos

La Autoridad Reguladora podrá denegar la inscripción de un modelo en las siguientes circunstancias:

- a. Cuando la información técnica contenida en la solicitud no cumpla con lo indicado en el artículo 14, o bien, resulte insuficiente para la realización de las pruebas correspondientes, o para verificación del cumplimiento de las normas indicadas en el artículo 13.
- b. Cuando el instrumento o sistema de medición no cumpla con los valores de error permisible especificados en las normas ANSI, señaladas en el artículo 13 de esta norma.
- c. Cuando las características eléctricas, mecánicas, constructivas, técnicas y de comunicación del modelo no se ajusten a los requerimientos técnicos de la aplicación deseada por la empresa eléctrica.

Artículo 16. Comprobación de las características técnicas de los modelos sujetos a inscripción

Recibida la solicitud de inscripción de modelo, la Autoridad Reguladora analizará la información suministrada con la solicitud de inscripción y verificará que los modelos de los sistemas de medición posean las características eléctricas, mecánicas, constructivas y tecnológicas adecuadas para su utilización en el país, y que cumplan con los niveles de error establecidos en la normativa ANSI correspondiente.

La aprobación o rechazo de la inscripción de los modelos se hará en un plazo máximo de 30 días hábiles contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud completa, de acuerdo con el procedimiento que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 17. Universalidad de la aprobación o rechazo de la inscripción de modelo

La aprobación o rechazo de inscripción de un determinado modelo de sistema de medición, surtirá el mismo efecto para todas las empresas eléctricas, salvo criterio contrario de la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus potestades legales.

**CAPÍTULO V
ADQUISICIÓN Y REPORTE DE PRUEBA DE
EQUIPOS DE MEDICIÓN**

Artículo 18. Requisitos para adquirir instrumentos o sistemas de medición

Las empresas eléctricas adquirirán instrumentos o sistemas de medición, para medición de consumo y demanda de sus abonados y usuarios, que tengan las mismas características técnicas y metrológicas de los modelos inscritos ante la Autoridad Reguladora.

Artículo 19. Reporte de prueba de los instrumentos o sistemas de medición

Los instrumentos o sistemas de medición que adquieran las empresas eléctricas deben contar, cada uno de ellos, con su correspondiente reporte de prueba en fábrica, expedido por el fabricante, indicando que el instrumento o sistema de medición cumple, como mínimo, con los porcentajes de error de la correspondiente norma ANSI.

Para los transformadores de potencial y corriente asociados con el sistema de medición, la Autoridad Reguladora en ejercicio de sus facultades de control, solicitará, además de lo estipulado en el artículo 14, copia con los resultados de las pruebas de verificación expedida por el fabricante, la cual deberá ser en idioma español o en su defecto acompañada por su traducción oficial, sobre el cumplimiento de la normativa ANSI correspondiente con el tipo de equipo. Se debe presentar las pruebas referentes al elemento tipo y las generales efectuadas sobre los mismos por el fabricante.

Artículo 20. Sellado de los sistemas de medición

Cada contador o sistema de medición poseerá los sellos de garantía que impidan el acceso a los mecanismos de ajuste o calibración del instrumento e instalado por la empresa eléctrica. Los sellos serán codificados y numerados de manera consecutiva y estarán asociados de manera exclusiva a cada contador o instrumento que forma parte del sistema de medición. La empresa eléctrica será responsable del manejo y control de los sellos, para lo cual establecerá los procedimientos adecuados, los que eventualmente podrán ser auditados por la Autoridad Reguladora.

Artículo 21. Retiro del sello en los instrumentos o sistemas de medición

Ningún abonado, usuario, persona física o jurídica están autorizados a quitar el sello de garantía. Esta potestad es exclusiva del personal autorizado de laboratorios y unidades de verificación.

El personal calificado de laboratorios de medidores y unidades de verificación, solo podrán remover el sello en las instalaciones del laboratorio, o en labores de campo cuando se justifique, en caso de

reparación o realización de ajustes de programación para garantizar la exactitud del sistema de medición, verificación por uso ilícito, o debido a la realización de las pruebas para atención de reclamos o control estadístico, indicadas en el Capítulo X de esta norma técnica.

Artículo 22. Nomenclatura de colores de sellos de garantía

Los sellos de garantía además de su codificación y numeración establecida en el artículo 20, estarán debidamente identificados mediante colores para identificar la última intervención efectuada sobre el contador, la totalidad del sistema de medición o algún componente, de la siguiente manera:

Código de color	Intervención
Verde	Verificación de la certificación del fabricante
Amarillo	Verificación por queja o estudio de consumo
Rojo	Verificación por uso ilícito
Café	Reparación o calibración
Azul	Verificación por control estadístico

CAPÍTULO VI LABORATORIOS DE MEDICIÓN

Artículo 23. Condiciones para la instalación de laboratorios de medición

Las empresas u órganos de instituciones públicas o privadas, personas físicas o jurídicas que realicen la actividad de verificación, calibración y sellado de instrumentos o sistemas de medición y registro de energía, potencia y su calidad, de conformidad con lo indicado en el artículo 23 de la Ley 7593, y el artículo 12 de su reglamento, deben acondicionar un local, para la instalación de un “Laboratorio de Medición”, el cual debe cumplir con la Ley No. 8279, Sistema Nacional para la Calidad, y consecuentemente estar acreditado bajo la norma ISO:17025, más reciente.

Artículo 24. Acondicionamiento de los laboratorios de medición y condiciones de prueba

Los laboratorios de medición que se instalen deben cumplir con los requisitos establecidos en la "Sección 3.4" de la norma estadounidense “American National Standard Code for Electricity Metering” ANSI C12.1-2008, o su equivalente más reciente.

Es terminantemente prohibido efectuar en estos locales, actividades ajenas a la calibración, verificación, sellado y control de medidores eléctricos y equipos complementarios.

CAPÍTULO VII EQUIPAMIENTO DE LABORATORIOS

Artículo 25. Características técnicas para la adquisición de equipo de verificación

Los laboratorios de calibración y ensayo, adquirirán los dispositivos para la verificación, calibración o realización de otras pruebas a instrumentos o sistemas de medición que cumplan como mínimo con las referencias indicadas en el numeral 4.7 de la Norma ANSI C12.1-2008, o su equivalente

más reciente.

Artículo 26. Mantenimiento y conservación de los equipos de verificación y contraste

Los laboratorios de calibración y ensayo, efectuarán el mantenimiento preventivo y correctivo a los dispositivos con que se cuente para la verificación y contraste de los instrumentos o sistemas de medición.

Artículo 27. Sello de seguridad de los equipos de prueba

Los patrones e instrumentos que posean los equipos de prueba para la verificación y calibración de los sistemas de medición no podrán ser manipulados, modificados o alterados en ninguna forma. El mantenimiento preventivo (limpieza, sustitución de piezas dañadas) se realizará siempre y cuando cumplan con las características originales de construcción y garantice las condiciones que tenían originalmente.

Los patrones deberán poseer un sello de calibración, instalado por el fabricante, o de la entidad certificadora que efectúe las pruebas de contraste y calibración estipuladas en el artículo 28 de esta norma.

Artículo 28. Término para realizar pruebas de verificación y contraste a los equipos de pruebas

Cada año los laboratorios de calibración y ensayo, someterán a verificación o calibración los equipos de prueba de los laboratorios y sus patrones para constatar el cumplimiento de las referencias 3.10 de la Norma ANSI C12.1-2008, y de las características específicas del fabricante.

Artículo 29. Realización de auditorías técnicas por parte de la Autoridad Reguladora

Los laboratorios de medición deberán someterse a las auditorías establecidas por la norma ISO-17025. No obstante ello, la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus facultades y cuando lo considere pertinente, efectuará auditorías técnicas para verificar que los laboratorios de medición y sus dispositivos cumplan con las condiciones especificadas en esta norma técnica.

CAPÍTULO VIII CONTROL DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Artículo 30. Sistema de control de contadores de energía eléctrica

Las empresas eléctricas deben mantener una base de datos de los contadores de energía y equipos complementarios de su propiedad, en la que se especificará, como mínimo, la siguiente información:

Nombre de la empresa eléctrica, Identificación del medidor, Fabricante del equipo, Tipo, Clase, Número de elementos, Fases, Número de hilos, Razón de registro (Rr), Revoluciones del disco por

kilowattthora (kh) para medidores electromecánicos, Tensión, Constante de demanda máxima, Constante propia del registro (Kr), Corriente de prueba, Número de sello de garantía instalado por la empresa, Año de adquisición, Historial de localizaciones y fechas en donde se ha instalado, lecturas de instalación y de retiro. También contendrá la información de los equipos complementarios de los contadores eléctricos (transformadores de instrumento).

Artículo 31. Acceso a la base de datos

Las empresas eléctricas proveerán a la Autoridad Reguladora de acceso directo a la base de datos de contadores de energía eléctrica.

Artículo 32. Sistema de identificación de medidores eléctricos

Para la identificación de los medidores de energía eléctrica se establece como condición mínima que las empresas eléctricas soliciten al fabricante que la placa de características del contador incluya la siguiente información:

- a. Nombre de la empresa eléctrica.
- b. Año de fabricación del medidor.
- c. Numeración del contador con al menos ocho caracteres.
- d. Tipo de servicio en el que se utiliza el contador, desglosado así:
 - M: Monofásico
 - M_D: Monofásico con demanda
 - E_D: Trifásico conexión estrella con demanda
 - ED_D: Trifásico conexión estrella o delta con demanda
 - N: Sistema dos fases, tres hilos para sistemas de distribución 120/208 voltios
 - N_D: Sistema dos fases, tres hilos para sistemas de distribución 120/208 voltios con demanda.

Artículo 33. Identificación de contadores eléctricos reparados o calibrados

Aquellos contadores eléctricos que hayan sido reparados, calibrados o ajustados en su programación por las empresas eléctricas, serán identificados de forma visible con una calcomanía, resistente a la humedad y al calor, colocada en algún punto conveniente según las características del contador. La calcomanía tendrá las características siguientes:

Dimensiones: 35 mm largo x 20 mm ancho

Color: Fondo negro, caracteres en blanco

Secciones: Dos. La primera incluirá el mes y la segunda el año de la reparación calibración o ajuste de programación.

Muestra:



Artículo 34. Indicación de la constante de medición

En los sistemas de medición con transformadores de instrumento, las empresas eléctricas deberán indicar las razones de transformación y la constante total de medición, en un lugar visible, pero que no obstruya la visibilidad de la placa de características del contador ni la pantalla del mismo. Dichas indicaciones deben ser resistentes a la humedad y a los rayos solares.

CAPÍTULO IX PRUEBAS A MEDIDORES NUEVOS

Artículo 35. Muestreo estadístico

Las empresas eléctricas efectuarán en un laboratorio de calibración y ensayo, y siguiendo los criterios estadísticos estipulados en esta norma, pruebas de verificación del cumplimiento de las normas ANSI indicadas en el artículo 13 de esta norma, a los lotes de medidores que adquieran, en forma previa a que los mismos sean sellados e instalados. Dichas pruebas deberán quedar debidamente documentadas para efectos de control.

Artículo 36. Criterios de muestreo de medidores de energía nuevos

El procedimiento de muestreo de los lotes de medidores o contadores nuevos adquiridos por las empresas eléctricas se efectuará de la siguiente manera:

Lotes menores a diez mil unidades (ver tabla N° 1): La Aresep seleccionará aleatoriamente una muestra de cuarenta medidores (40), a los cuales se les realizarán todas las pruebas de exactitud. El lote será aceptado si de la muestra, un único medidor no supera las pruebas requeridas. La totalidad del lote será rechazado en el caso de que cinco o más de ellos no superen las pruebas.

Para el caso cuando sean dos, tres o hasta cuatro medidores que no cumplan las pruebas requeridas, se procederá a extraer de ese mismo lote una segunda muestra de cuarenta medidores (40), para un tamaño de muestra acumulada de ochenta unidades (80).

El lote será aceptado en su totalidad cuando de esa muestra acumulada, cuatro medidores o menos no superen las pruebas. La totalidad del lote será rechazado en el caso de que cinco o más medidores de la muestra acumulada no superen las pruebas.

**Tabla N° 1
Criterio de muestreo para el control de medidores nuevos**

Tamaño del Lote	Tamaño de Muestra	Tamaño de Muestra Acumulada	Número de Medidores fuera de rango de exactitud	
			Criterio de Aceptación	Criterio de Rechazo
<10000	40		1	5
		80	4	5
>10000	80		2	8
		160	8	9

Cuando la cantidad de medidores que se encuentre fuera del rango de los porcentajes de error especificados en las normas ANSI correspondientes, exceda al valor indicado en la cuarta columna de la Tabla N° 1, se efectuará una segunda prueba. Si en esa segunda prueba la cantidad de medidores excede nuevamente dicho valor, la totalidad del lote será rechazado.

Lotes mayores a diez mil unidades: Se aplicará el mismo procedimiento con los valores establecidos en la Tabla N° 1.

Excepción: Para los contadores de energía con registro de máxima demanda se verificará su totalidad, rechazando aquellos que incumplan las pruebas requeridas.

Artículo 37. Mínimo de pruebas a realizar a los medidores de energía nuevos

Las pruebas mínimas a realizar a los medidores nuevos serán las siguientes:

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba de arranque.
- c. Prueba de carga.
- d. Prueba de efecto de variación del factor de potencia.
- e. Prueba de variación de tensión.
- f. Prueba de independencia entre estatores.
- g. Máxima demanda.

Las pruebas se realizarán siguiendo las condiciones y procedimientos establecidos en la “Sección 4” de la norma estadounidense “American National Standard Code for Electricity Metering” ANSI C12.1 vigente o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales establezca la Autoridad Reguladora.

A los medidores electrónicos de estado sólido, se les realizarán las pruebas equivalentes para los contadores electromecánicos, pero siguiendo las condiciones y procedimientos establecidos en la norma estadounidense “American National Standard Code for Electricity Metering” ANSI C12.20 para medidores clase 0.2 y 0.5 y ANSI C12.16 vigentes, o las versiones que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.

CAPÍTULO X PRUEBAS A MEDIDORES EN USO

Artículo 38. Periodicidad del muestreo estadístico

Las empresas eléctricas ejecutarán, en un laboratorio de calibración y ensayo, las pruebas de verificación de las condiciones de funcionamiento de los medidores en uso. Para los medidores trifásicos, bifásicos y monofásicos con registro de demanda, las pruebas se realizarán cada cinco años y para los monofásicos y bifásicos sin registro de demanda cada siete años, las cuales deberán documentarse para el control respectivo. El tipo de pruebas que se harán son las mismas indicadas en el Capítulo IX “Pruebas a Medidores Nuevos”. En el caso de los medidores que por razones de costo o lejanía, y en su traslado se comprometa el buen estado del mismo, se podrán realizar las siguientes pruebas de campo, según el tipo de medidor:

Medidores monofásicos y bifásicos de energía.

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba en los puntos de ajuste referidos a la corriente de prueba (TA) del medidor y el factor de potencia (F.P.) indicado:

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1.

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=0.5 en atraso.

Carga Liviana (LL) 10% TA @ F.P.=1

Medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos de energía y demanda.

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba en los puntos de ajuste referidos a la corriente de prueba (TA) del medidor y el factor de potencia (F.P.) indicado:

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1.

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=0.5 en atraso.

Carga Liviana (LL) 10% TA @ F.P.=1
- c. Prueba de demanda a Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1
- d. Revisión y verificación de la correcta conexión del medidor mediante la elaboración del diagrama fasorial.

Artículo 39. Criterio de aprobación o rechazo a medidores en uso

El procedimiento de muestreo de los lotes de medidores en uso se realizará estadísticamente, según el lote de medidores instalados en el año en estudio, de la siguiente manera:

Lotes de medidores instalados menores a diez mil unidades: La Aresep seleccionará aleatoriamente una muestra de cuarenta medidores (40) a los cuales se les realizarán todas las pruebas de exactitud. El lote será aceptado si de la muestra un único medidor no supera las pruebas requeridas. La totalidad del lote instalado ese año será revisado cuando cinco o más de ellos no superen las pruebas.

Cuando sean dos, tres o hasta cuatro medidores que no cumplan las pruebas requeridas, se procederá a extraer de ese mismo lote una segunda muestra de cuarenta medidores (40), para un tamaño de muestra acumulada de ochenta unidades (80).

El lote será aceptado en su totalidad cuando de esa muestra acumulada cuatro medidores no superen las pruebas. La totalidad del lote instalado ese año será revisado cuando cinco o más contadores de

la muestra acumulada no superen las pruebas. Y se realizarán las sustituciones necesarias.

Lotes de medidores instalados mayores a diez mil unidades: Se aplicará el mismo procedimiento con los valores establecidos en la Tabla N° 1. En los casos de los contadores que no superen las pruebas, las empresas eléctricas realizarán las sustituciones necesarias.

Artículo 40. Criterio de aprobación o rechazo de los transformadores de instrumento en uso

Aprovechando la periodicidad del muestreo estadístico estipulado en el artículo 38, los transformadores de instrumento asociados a los sistemas de medición en uso por parte de las empresas eléctricas serán sometidos a pruebas de verificación de su funcionamiento, cumpliendo como mínimo con la norma ANSI C57.13 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca, y serán realizadas las siguientes verificaciones:

- a. Verificación de la placa de características.
- b. Verificación de la correcta relación de corriente primaria versus corriente secundaria instantánea. (Relación de transformación)
- c. Prueba de impedancia de carga secundaria (burden de C.T.)
- d. Verificación de la correcta conexión secundaria, mediante la elaboración del diagrama fasorial.

Los transformadores de instrumento serán reemplazados cuando no superen las pruebas. Ante fallas o averías de las bobinas y transformadores de instrumento asociados a los sistemas de medición, los mismos deberán ser reparados o reemplazados en un tiempo no mayor a 24 horas, después de haberse reportado la anomalía.

Artículo 41. Fiscalización de las pruebas realizadas a los sistemas de medición

La Autoridad Reguladora en ejercicio de sus potestades efectuará, por el medio que ella designe, auditorías técnicas necesarias para verificar y fiscalizar las pruebas a los medidores en uso.

Artículo 42. Sello de garantía

Todo medidor al que se le haya retirado el sello de garantía instalado por el fabricante, según lo indicado en el artículo 21 de esta norma, ya sea por haberle realizado pruebas de laboratorio por control estadístico, queja por alto consumo o uso ilícito de energía, reparación o calibración, deberá ser sellado nuevamente, previa verificación del buen funcionamiento del mismo, por un laboratorio de calibración y ensayo o unidad de verificación.

Artículo 43. Verificación y pruebas de campo

Los laboratorios de calibración y ensayo en coordinación con las empresas eléctricas, podrán, cuando lo consideren pertinente o para la atención de quejas por alto consumo y uso ilícito de energía, efectuar pruebas de verificación de campo a los sistemas de medición. Solo en caso de que las pruebas realizadas en campo superen el error permitido, se procederá con el traslado del mismo al laboratorio para su verificación. Esas pruebas serán realizadas con el equipo de verificación necesario, y siguiendo las indicaciones contenidas en la “Sección 5” de la norma estadounidense

“American National Standard Code for Electricity Metering”, ANSI C12.1-2008 o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca. El laboratorio conservará, los protocolos y la documentación necesaria para la atención de las quejas.

Se podrá contar con Unidades de Verificación conformadas por personal de los laboratorios o de las empresas, de acuerdo con la Ley No.8279, Sistema Nacional para la Calidad, las cuales deberán ser acreditadas bajo la norma ISO-17020 vigente, para la realización de pruebas de campo.

CAPÍTULO XI TÉCNICAS DE MEDICIÓN, PROTOCOLOS Y PROCEDIMIENTOS

Artículo 44. Intervalo de demanda

Para los servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia, la demanda a facturar será la máxima que se registre en un intervalo de integración de quince minutos (15 min), durante el período a facturar.

Las empresas eléctricas establecerán un sub-período de integración de cinco minutos (5 min) para los equipos de medición con opción de sub-intervalos para la determinación de la máxima demanda.

Artículo 45. Tiempo de retardo en los equipos de medición

En los equipos de medición con opción de especificar un tiempo de retardo (tiempo muerto), para el nuevo inicio del periodo de integración en la determinación de la máxima demanda, se ajustará dicho tiempo de retardo a quince minutos (15 min).

Artículo 46. Determinación del factor de potencia

Para determinar el factor de potencia, las empresas eléctricas instalarán medidores que determinen el factor de potencia promedio para cada tarifa horaria (pico, valle y nocturno) del periodo a facturar. Para determinar la compensación por bajo factor de potencia se calculará con base en el factor de potencia promedio y la máxima demanda para cada tarifa horaria (pico, valle y nocturno) del periodo a facturar.

Artículo 47. Ajuste del reloj en medidores multitarifa

Las empresas eléctricas ajustarán el reloj de los medidores multitarifa, utilizando un equipo electrónico remoto o portátil que mantenga su reloj sincronizado de acuerdo con la hora oficial del servicio telefónico 1112. Sin embargo, en caso de presentarse controversia respecto de la hora, se tendrá como hora oficial la establecida por el Instituto Meteorológico Nacional, entidad encargada de fijarla, de acuerdo con el Decreto Ejecutivo N° 30 del 22 de mayo de 1954, publicado en La Gaceta N° 120 del 30 de mayo de 1954.

Artículo 48. Establecimiento de protocolos y procedimientos

Los laboratorios de calibración elaborarán y mantendrán actualizados los procedimientos y protocolos de examen a utilizarse en las diferentes pruebas y controles estadísticos establecidos en la presente norma técnica, los cuales deberán ser remitidos a la Autoridad Reguladora para su aprobación cada dos años o cuando la técnica lo amerite y el laboratorio lo considere necesario.

CAPÍTULO XII MEDICIÓN A GENERADORES, DISTRIBUIDORES Y USUARIOS SERVIDOS A ALTA TENSIÓN

Artículo 49. Características y condiciones generales de los equipos de medición

Los sistemas para la medición y registro de la energía y potencia de grandes consumidores conectados directamente en alta tensión, empresas de distribución y de generadores privados interconectados al SEN tendrán las características y condiciones siguientes:

- a. Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, de solo lectura, del tipo multifunción de estado sólido, bidireccional, dotados de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16 y con la precisión requerida en la norma ANSI C12.20 vigentes, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.
- b. Cada sistema de medición contará al menos con lo siguiente:
 - i. Un medidor principal y uno de respaldo, con iguales características de precisión y exactitud.
 - ii. Transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o ser independientes para cada medidor.
- c. La precisión y exactitud requerida para los sistemas de medición será la establecida en las normas ANSI C12.20 y ANSI C57.13 vigentes, o las versiones que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora señale.
- d. La carga de los transformadores de corriente y potencial, asociados al sistema de medición principal y de respaldo no podrá sobrepasar el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en la norma ANSI C57.13 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora señale, para la exactitud requerida.
- e. El sistema de medición contará con los elementos necesarios que permitan separar o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificar en el lugar o reemplazar sin afectar los elementos restantes.

- f. Los medidores (principal y de respaldo) estarán conectados en el punto de interconexión en el cual inyectan o retiran energía del SEN.
- g. La instalación del sistema de medición estará a cargo del ICE o la empresa distribuidora según corresponda.
- h. Los sistemas de medición serán verificados anualmente.

CAPÍTULO XIII MEDICIÓN REMOTA Y EQUIPAMIENTO

Artículo 50. Proyectos de medición remota

Bajo autorización de la Autoridad Reguladora, previa presentación del estudio de beneficio-costos, las empresas eléctricas podrán implementar proyectos de medición remota en sus áreas de concesión.

Artículo 51. Arquitectura del sistema de medición remota

Para efectos de seguridad en la lectura en sitio y la comunicación de los datos y el costo, se deberá desarrollar una arquitectura del sistema de medición del tipo distribuido. Otros tipos de arquitecturas podrán ser utilizados, previo estudio técnico-económico por parte de las eléctricas y con previo conocimiento y aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Artículo 52. Seguridad y medios de comunicación

Las empresas deben establecer los medios de comunicación y el equipamiento necesario para asegurar la calidad y seguridad en la recolección de datos, su transmisión a los centros de control y su procesamiento, conforme a la normativa internacional y en concordancia con la norma ANSI C12.22 "Protocol specification for interfacing to data communication networks".

CAPÍTULO XIV SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL

Artículo 53. Sistema de medición

Los sistemas de medición a utilizarse para efectos de transacciones en el Mercado Regional se ajustarán como mínimo a lo establecido en los artículos 13 y 49 de esta norma.

Artículo 54. Sistema de Medición Comercial SIMEC

El sistema de medición comercial (SIMEC), a implementar por el Operador del Sistema de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2 del Capítulo 2 y anexo A del Libro II del Reglamento

del Mercado Regional (Operación Técnica y Comercial), los artículos 67 al 72 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central y los artículos 19 al 37 del Reglamento de Detalle de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria, debe ajustarse en lo que respecta al equipamiento para la medición y registro de la energía y potencia y su calidad, con lo establecido en esta norma.

CAPÍTULO XV DISPOSICIONES FINALES

Artículo 55. Pruebas por parte de la Autoridad Reguladora

Cuando lo estime necesario la Autoridad Reguladora, por sus medios o mediante contratación de terceros, podrá someter a los medidores nuevos y en uso a pruebas adicionales a las efectuadas por las empresas eléctricas en los laboratorios de calibración y ensayo. Asimismo, podrá someter a pruebas a las mesas de calibración, patrones de laboratorio y portátiles.

Artículo 56. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier empresa participante del negocio eléctrico, abonado o usuario ante conflictos en materia de interpretación y aplicación de esta disposición, podrá recurrir a la Autoridad Reguladora, quien resolverá sobre el asunto de acuerdo con los términos de la Ley N° 7593.

Artículo 57. Sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 7593 y leyes conexas.

Artículo 58. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

Artículo 59. Protocolos y procedimiento

Se establece un plazo de seis meses contados a partir de la puesta en vigencia de esta norma para que las empresas eléctricas y los laboratorios de calibración y ensayo desarrollen los protocolos, procedimientos y procesos informáticos establecidos en los artículos 30 y 48 de esta norma.

Artículo 60. Derogación de la norma AR-NT-CON

Se deroga la norma AR-NT-CON “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica”, promulgada mediante la resolución RRG-2440-2001 del 21 de diciembre de 2001.

(“)

II. Derogar la norma técnica AR-NT-CONT “Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos”, emitida mediante resolución RRG-2440-2001, del 21 de diciembre de 2001.

III. Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 17 de febrero de 2015, el anexo B, del oficio 0011-CAHMNE-2015, que consta en el expediente 0298-OT-2014 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

Dennis Meléndez Howell, Sylvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López, Adriana Garrido Quesada, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.

1 vez.—Solicitud N° 31712.—O. C. N° 8377-2015.—C-881180.—(IN2015028112).

RESOLUCIÓN RJD-070-2015

San José, a las quince horas con cinco minutos del veintitrés de abril de dos mil quince

NORMA TÉCNICA REGULATORIA

AR-NT-SUCAL

SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN

OT-297-2014

RESULTANDO:

- I. Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2441-2001, dictó la norma técnica denominada “Calidad del Voltaje de Suministro” (AR-NTCVS) publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-022-2000).
- II. Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2442-2001, dictó la norma técnica denominada “Calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico” (AR-DTCSE) publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-023-2000).
- III. Que el 14 de agosto de 2002, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2709-2002, dictó el lineamiento técnico denominado “Metodología para la Evaluación de la Calidad del Voltaje de Suministro” (AR-MTCVS) publicada en La Gaceta N° 162 del 26 de agosto de 2002 (OT-0030-2002).
- IV. Que el 30 de mayo de 2013, la Contraloría General de la República (CGR), mediante el informe DFOE-AE-IF-04-2013, apartado 4.5 de disposiciones, ordenó entre otras cosas que el Regulador General y los miembros de Junta Directiva deben: “[...] Emitir y divulgar la normativa técnica de calidad de la energía y de la prestación del servicio eléctrico, así como modificar aquella normativa técnica señalada en los párrafos del 2.92 al 2.133. Remitir a este Órgano Contralor, a más tardar el 16 de diciembre de 2014, el acuerdo de ese órgano colegiado que apruebe la nueva normativa, así como las modificaciones a la existente, e instruya su divulgación a lo interno de la Autoridad Reguladora, a los regulados y usuarios del servicio eléctrico [...]”. (No consta en autos).
- V. Que el 7 de noviembre de 2013, el Regulador General, mediante el memorando 893-RG-2013, designó a “[...] los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación de las Normas Técnicas de Electricidad [...]”. (No consta en autos).
- VI. Que el 16 de diciembre de 2014, la Junta Directiva (en adelante JD), mediante los acuerdos 08-71-2014 y 09-71-2014 de la sesión ordinaria 71-2014, respectivamente ordenó “Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” sometida a audiencia pública mediante acuerdo 02-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-209-2014” y “Someter

al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión””. (Folios del 1 al 37).

- VII.** Que el 16 de diciembre de 2014, la JD, mediante el oficio 884-SJD-2014, solicitó a la CGR prorrogar al 30 de abril del 2015 el cumplimiento del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013, con el fin de cumplir con los trámites normales que el procedimiento requiere. (No consta en autos).
- VIII.** Que el 19 de enero de 2015, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 12 y el 21 de enero de 2015 fue publicada en los diarios La Nación y Extra. (Folios 41 y 83, respectivamente).
- IX.** Que el 11 de febrero de 2015, la CGR, mediante el oficio DFOE-SD-0473, prorrogó al 30 de abril del 2015 el cumplimiento por parte de Aresep del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013. (No consta en autos).
- X.** Que el 18 de febrero de 2015, se celebró la audiencia pública para conocer la propuesta de la norma técnica denominada AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, según acta N° 011-2015. (Folios 770 al 798).
- XI.** Que el 26 de febrero de 2015, la Dirección General de Atención al Usuario (en adelante DGAU), mediante el oficio 0644-DGAU-2015, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias de la audiencia pública. (Folios del 802 al 805).
- XII.** Que el 8 de abril de 2015, la comisión ad hoc, mediante el oficio 0012-CAHMNE-2015, remitió a la JD la “[...] *propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” (Anexo A) [...] tramitada bajo el expediente OT-297-2014 [...]*”. (No consta en autos).
- XIII.** Que el 9 de abril de 2015, la Secretaría de Junta Directiva (en adelante SJD), mediante el memorando 219-SJD-2015, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR) para su análisis la “[...] *Propuesta de la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, remitido por la Comisión Ad Hoc [...]*”. (No consta en autos).
- XIV.** Que el 15 de abril de 2015, la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0014-CAHMNE-2014, remitió nuevamente a la Junta Directiva los anexos A y B de la propuesta de norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico”. (No consta en autos).
- XV.** Que la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 236-SJD-2015 remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para su análisis el oficio 0014-CAHMNE-2015. (No consta en autos).
- XVI.** Que el 20 de abril de 2015, la DGAJR mediante el oficio 0324-DGAJR-2015, rindió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” AR-NT-SUCAL, recomendando someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCAL

“Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, remitida por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0014-CAHMNE-2015.

- XVII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que en cuanto a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el Anexo B, del oficio 014-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma ad hoc, folios 1090-1310, expediente OT-297-2014.
- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Aprobar la norma técnica denominada Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCAL, con fundamento en el oficio 0014-CAHMNE-2015, de la Comisión Autónoma ad hoc y el criterio 324-DGAJR-2015 de Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se dispone. **2.-** Derogar las normas técnicas AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico”, emitidas mediante resoluciones RRG-2441-2001 y RRG-2442-2001, ambas del 21 de diciembre de 2001, respectivamente. **3.-** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 18 de febrero de 2015, el anexo B del oficio 0014-CAHMNE-2015, que consta en el expediente OT-297-2014 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III.** Que en sesión ordinaria 17-2015 del 23 de abril de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 0014-CAHMNE-2015, de la Comisión Autónoma ad hoc, así como del oficio 324-DGAJR-2015 del 13 de abril de 2015, de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA

DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I.** Aprobar la norma técnica regulatoria denominada “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” AR-NT-SUCAL, con fundamento en el

oficio 0014-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma Ad hoc y el criterio 324-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

(“)

**"Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión"
(AR-NT-SUCAL)**

**CAPÍTULO I
GENERALIDADES**

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece:

- a. Las características físicas principales de la tensión eléctrica con que debe suministrarse la energía eléctrica, en el punto de entrega a los abonados o usuarios, desde una red de distribución a baja y media tensión, en condiciones normales de explotación, incluyendo los límites de las variaciones de tensión de corta duración tolerables.
- b. Los límites de las distorsiones en la tensión introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios en las redes de distribución a baja y media tensión.
- c. Las condiciones bajo las cuales se evaluará la calidad en la continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución del negocio eléctrico tanto en baja como en media tensión, en relación con la duración y frecuencia de las interrupciones.

Artículo 2. Obligatoriedad y responsabilidad

El cumplimiento de las condiciones de calidad del suministro eléctrico establecidas en esta norma, es obligatorio para todas las empresas de distribución, que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las empresas distribuidoras no serán responsables de los daños y perjuicios que se originen por el suministro eléctrico fuera de las condiciones establecidas en esta norma, cuando las mismas se originen por:

- a. La acción directa de eventos de fuerza mayor, caso fortuito y exoneración de responsabilidades previstas en la legislación vigente.
- b. El incumplimiento de la instalación eléctrica del abonado o usuario con las disposiciones del Código Eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y la propiedad o disposiciones aplicables emitidas por la Autoridad Reguladora.
- c. El uso de equipos con requerimientos de energía, tensión y frecuencia con características diferentes a las establecidas en la presente norma.

- d. Condiciones especiales que deberán ser notificadas y justificadas ante la ARESEP en un plazo no mayor de 8 días naturales a partir de la condición especial.

Las características técnicas del suministro eléctrico aquí definidas, pueden ser reemplazadas parcial o totalmente por los términos de un contrato entre un abonado o usuario y la empresa distribuidora, siempre y cuando no se afecten las condiciones de suministro de terceros y se cuente con la aprobación de la Autoridad Reguladora.

Artículo 3. Propósito

El objeto de la presente norma es:

- a. Uniformar y definir los valores de los parámetros físicos, que caracterizan a la tensión de suministro en los siguientes aspectos:
 - i. Frecuencia de red, amplitud y desbalance de la tensión de suministro, con sus respectivos límites de variación.
 - ii. Las variaciones de corta duración de la tensión de suministro y sus límites tolerables en cuanto a magnitud, duración y repetición.
 - iii. Los límites en la magnitud y los umbrales de las distorsiones en la tensión, introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios, en las redes de distribución a baja y media tensión.
- b. Definir y describir los términos que regirán para la determinación y evaluación de la calidad en la continuidad del suministro eléctrico, en los siguientes aspectos: cantidad, duración y ubicación topológica de las interrupciones del suministro eléctrico.
- c. Definir los criterios normalizados con los cuales las empresas eléctricas tratarán las perturbaciones eléctricas que se susciten en la red de distribución nacional, en relación con los aspectos siguientes: identificación, registro, conteo y tratamiento

Artículo 4. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las definiciones siguientes:

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

Alta tensión: tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es superior a 100 kV.

Área de concesión: área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Área de distribución: área territorial, dentro del área de concesión donde la empresa distribuidora posee redes eléctricas de distribución.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Avería: cualquier daño, deterioro o cambio no deseado en las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia la pérdida o disminución de su funcionalidad.

Baja tensión: nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Bajo nivel de tensión: condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la tensión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Condiciones especiales de operación: operación del sistema de distribución o parte de él, bajo características diferentes a las habituales y que tengan como fin la continuidad del servicio, con detrimento de la calidad de tensión.

Condiciones normales de operación: condiciones que permiten responder a la demanda de potencia y energía, a las maniobras de operación y a la eliminación de fallas por los sistemas de protección manuales o automáticos, en la ausencia de condiciones especiales o a casos de fuerza mayor o caso fortuito.

Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: documento suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.

Desbalance de las tensiones trifásicas: diferencia entre los valores de las magnitudes de tensión entre fases o entre fases y neutro.

Distorsión en la onda de tensión o corriente: cualquier desviación con respecto de la forma de onda sinusoidal nominal de la tensión o corriente.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Ente Regulador: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Frecuencia de la tensión: tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como vientos, lluvias, huracanes, tornados, movimientos sísmicos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Hueco de tensión (Sag): disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Impulso de tensión (transitorio): un cambio súbito, unidireccional (positivo o negativo) en la tensión, a una frecuencia diferente de la fundamental.

Índice de calidad: medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre la calidad del suministro eléctrico y que coadyuva a establecer medidas correctivas con el fin de lograr su mejoramiento en forma continua.

Interrupción: pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado.

Media tensión: nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos, de conformidad con los artículos 6 y 14 de la Ley N° 7593 y sus reformas.

Parpadeo (Flicker): impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

Pico de tensión (Swell): aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Punto de entrega: es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Ramal: En media tensión, derivación del circuito principal que cuenta con su protección propia. En baja tensión, derivación de la red que parte de la conexión al secundario del transformador.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta tensión/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y, en las condiciones para su comercialización.

Sitio geográfico: es el lugar geográfico: provincia, cantón, distrito, etc., donde se instala o se ubica un equipo eléctrico o se suscita una avería o perturbación.

Sobretensión (Alto nivel de tensión): condición de tensión superior al valor máximo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Tensión de alimentación (V_a): valor eficaz (rms) de la tensión (fase-fase o fase-neutro) presente en el punto de entrega en un instante dado.

Tensión de servicio V_s : la tensión en valor eficaz (rms) en el punto donde se enlazan la instalación del abonado o usuario y la red general de distribución.

Tensión mínima de una red de distribución $V_{mín}$: el valor eficaz (rms) más bajo de la tensión permisible, en condiciones normales de operación, en una red de distribución o parte de ella.

Tensión nominal (V_n) de una red de distribución: tensión en valor eficaz (rms) que caracteriza o identifica una red de distribución o parte de ella y a la cual se hace referencia para ciertas características de operación de dicha red o porción de la misma.

Tiempo de localización: intervalo de tiempo comprendido entre el momento en que la cuadrilla se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería y el momento en que ésta ubica con precisión el lugar topológico y geográfico donde se localiza la avería.

Tiempo de organización: el tiempo de organización se refiere al lapso de tiempo, entre el momento en que la empresa eléctrica tiene conocimiento de la avería y el momento en que el personal de mantenimiento se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería.

Tiempo de reparación: el tiempo de reparación se refiere al período de tiempo comprendido, entre la localización precisa de la avería y la finalización de la reparación o eliminación de la avería y consecuentemente el restablecimiento de las condiciones normales de operación.

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

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

Valor de umbral: es el valor límite de la magnitud de un parámetro eléctrico, a partir del cual un equipo de medición registra un evento de tensión, corriente o frecuencia.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

Variación de tensión: aumento o disminución del valor eficaz de una tensión.

Variaciones de tensión de corta duración: una variación del valor eficaz (rms) de la tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración mayor que 8,33 milisegundos y menor o igual que un minuto.

Artículo 5. Acrónimos y abreviaturas

i. Acrónimos

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

CENS: Costo de energía no suministrada.

ii. Abreviaturas

Hz: Hertz: unidad de frecuencia.

kV: kilo Volt: unidad equivalente a mil Volt.

kVA: kilo volt ampere: unidad equivalente a mil Volt Ampere

CAPÍTULO II SUMINISTRO A BAJA TENSIÓN

Artículo 6. Frecuencia

La frecuencia nominal de la tensión suministrada será 60 Hertz (Hz). Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro del rango de $(60 \pm 1.65\sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de “ σ ” será de 0,03 Hz. Las tolerancias y variaciones de operación ante contingencias están definidas en el artículo 11 de la norma AR-NT-POASEN y lo establecido en el Reglamento del Mercado Regional; así como en la normativa específica que llegue a emitir la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias.

Artículo 7. Amplitud de la tensión nominal en baja tensión

La amplitud de la tensión nominal normalizada (V_n) para las redes de distribución de baja tensión en el punto de entrega se establece en el artículo 8. Los valores de tensión expresados en dichos artículos corresponden a los valores de tensión nominal (V_n), sobre los cuales la empresa distribuidora debe diseñar y operar su sistema de distribución y el interesado debe tomar como base para el diseño de su instalación interna.

Artículo 8. Amplitud de tensión nominal en redes de distribución en baja tensión

En las redes de distribución los valores eficaces (rms) de tensión nominal estarán comprendidos, según se muestran en la tabla N° 1:

Tabla N° 1
Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución.
(Baja Tensión, secundario)

Sistema	Tensión	
	Entre líneas activas (Volt)	Entre líneas activas y neutro (Volt)
Monofásico bifilar ¹	-	120
Monofásico trifilar	240	120
Bifásico trifilar	208	120
Trifásico, 4 conductores ²	208	120
Trifásico, 4 conductores ³	480	277
Trifásico, 3 conductores ⁴	240	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	240	120
Trifásico, 3 conductores ⁴	480	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	480	240

1. Únicamente para servicios indicados en la norma AR-NT-SUCOM. 2. Únicamente para servicios industriales o en redes existentes de distribución secundaria trifásica 120/208 V 3. Conexión estrella, neutro aterrizado. 4. Conexión delta. 5. Conexión delta aterrizada, delta abierta aterrizada.

Artículo 9. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (V_s) de valor eficaz (rms), en redes de distribución, debe estar comprendida en los intervalos que se muestran en la tabla N° 2:

Los intervalos de tensión de servicio, "normal" y "tolerable", representan los límites máximos y mínimos de tensión permisible, ante los cambios de carga y potencia en el sistema de distribución, bajo condiciones normales de operación, de conformidad con el artículo 10.

En los casos que la empresa detecte zonas en condición tolerable y que su ajuste requiera de una modificación menor a la red de distribución, la condición de tensión tolerable no deberá exceder de las 48 horas, a partir del momento en que se detecta dicha condición. Si se requiere una modificación mayor a la red de distribución la condición de tensión tolerable es permisible, bajo el entendido de que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor de tres meses contados a partir del momento en que se detectó la condición de deficiencia en la tensión de suministro, los ajustes necesarios para alcanzar la banda de tensión normal. Durante dicho periodo de tres meses los usuarios servidos a través de la red de distribución en donde se detectó el problema, deberán ser compensados económicamente conforme a lo indicado en el capítulo XVI de esta norma. En el caso de que la condición de tensión esté dentro del rango tolerable y se solviente la situación en un lapso de 48 horas, no rige la compensación económica.

Tabla N° 2
Intervalos normales y tolerables del valor de baja tensión de servicio.

Sistema – V _s (Volt)	Intervalo			
	Normal (Volt)		Tolerable (Volt)	
	V _{mín}	V _{máx}	V _{mín}	V _{máx}
Monofásico bifilar 120	114	126	110	127
Monofásico trifilar 120/240	114/228	126/252	110/220	127/254
Bifásico trifilar 120/208	114/197	126/218	110/191	127/220
Trifásico 120/208, conexión estrella	114/197	126/218	110/191	127/220
Trifásico 277/480, conexión estrella	263/456	291/504	254/440	293/508
Trifásico 240, conexión delta	228	252	220	254
Trifásico 480, conexión delta	456	504	440	508

Artículo 10. Variaciones de tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95% de los valores eficaces de la tensión de servicio (V_s), promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal indicado en el artículo 9.

Para efectos de evaluación de la calidad de la tensión de suministro, los valores de tensión promediados en diez minutos, que se registren, dadas las características del equipo de medición y registro, como fuera del rango tolerable a consecuencia de interrupciones del servicio, no se contabilizarán.

Se permitirá que durante el 5% del tiempo restante, los valores promedio de la tensión de servicio V_s estén fuera del rango tolerable, siempre y cuando no se presenten valores fuera del mismo en registros consecutivos y los valores de amplitud de la tensión de servicio, en dichos periodos consecutivos, no sean inferiores al 87% o superiores al 113% de la tensión nominal.

Artículo 11. Desbalance de la magnitud de las tensiones de fase

En el caso de sistemas trifásicos, la empresa distribuidora deberá diseñar y operar la red de distribución, de forma tal que para cada siete días consecutivos, el 95% de los valores eficaces, calculados en 10 minutos, se obtenga un desbalance de la magnitud de la tensión de servicio que no exceda el 3%.

El desbalance de la tensión se expresa en términos porcentuales, calculado de la siguiente forma:

$$D = \frac{100x|\Delta máx|}{V_{prom}}, \text{ donde:}$$

D = Porcentaje de desbalance (%)

|\Delta máx| = Valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase.

V_{prom} = Tensión promedio de las tres tensiones fase a fase.

Artículo 12. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación, para cada período de siete días consecutivos, el 95 % de los valores eficaces de cada tensión armónica promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar el 3% del valor de tensión nominal. Además, la tasa de distorsión armónica total de la tensión (TDA) suministrada (comprendidos todos los armónicos hasta el orden 35) no debe sobrepasar el 5%.

$$TDA = \sqrt{\sum_{h=2}^{35} (v_h)^2}$$

Dónde: (V_h) es la amplitud relativa de la tensión armónica de orden h , en relación con la fundamental V_1 , hasta la armónica individual número 35.

Los valores aquí señalados corresponden a los límites de tensiones armónicas de la tensión de servicio, siempre y cuando el abonado o usuario cumpla con las condiciones de corrientes armónicas contempladas en el artículo 13.

Artículo 13. Corrientes armónicas

Las empresas eléctricas velarán porque los abonados o usuarios de tipo industrial y general, con servicios trifásicos ajusten sus instalaciones con el fin de que la distorsión armónica de la corriente en el punto de entrega, se encuentre dentro de los límites establecidos en la tabla N° 3:

Tabla N° 3

Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio

LÍMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE PARA USUARIOS CONECTADOS EN REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN. (Tensión de 120 a 69000 Volt)						
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2	1	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

En donde:

h : Orden de la armónica.

I_{sc} : Máxima corriente de cortocircuito en el punto de entrega (punto de acople común).

I_L : El valor rms de la máxima corriente activa demandada por la carga durante el período de medición.

TDA: Tasa de distorsión armónica total de la tensión.

TDD: Tasa de distorsión total de corriente, como un porcentaje de la máxima corriente activa demandada por la carga.

La tasa de distorsión total de la corriente (TDD) se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{35} (i_h)^2}}{i_L}$$

En donde:

i_h = El valor rms de la corriente activa armónica individual de orden h.

i_L = El valor rms de la máxima corriente activa demandada por la carga durante el período de medición.

Notas:

1. i_L debe calcularse como el promedio de la máxima corriente demandada durante los doce últimos meses precedentes. Para un sistema trifásico, i_L se calcula como:

$$i_L = \frac{kW_{demanda}}{\cos \theta * kV * \sqrt{3}}$$

2. Los valores de distorsión para las armónicas de orden par deben limitarse al 25 % de los valores para las armónicas de orden impar.
3. No se admite componente DC

Artículo 14. Severidad del Parpadeo

En condiciones normales de explotación, durante el 95% del tiempo, para cada período de una semana (siete días consecutivos), el nivel de severidad de larga duración del parpadeo ligado a las fluctuaciones de la tensión (P_{lt}), debe ser inferior a 1.

Para el cálculo de la severidad de larga duración de parpadeo ligado a las fluctuaciones de tensión P_{lt} , se usará la siguiente fórmula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} (P_{sti}^3) / 12}$$

En donde:

P_{sti} = Severidad de corta duración medida en un período de diez minutos, definido por la norma IEEE 1453 vigente

P_{lt} = Severidad de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de P_{st} en un intervalo de dos horas.

CAPÍTULO III SUMINISTRO A MEDIA TENSIÓN

Artículo 15. Frecuencia

La frecuencia nominal a media tensión se regirá por las condiciones establecidas en el artículo 6.

Artículo 16. Amplitud de la tensión nominal

Los valores eficaces (rms) de tensión nominal (V_n) para las redes de distribución de media tensión, tanto en distribución aérea como subterránea se establecen como se indica en la tabla N° 4:

Tabla N° 4
Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución aéreas
(Media Tensión)

Sistema Tensión	Entre líneas activas (Volt)	Entre líneas activas y neutro (Volt)
Trifásico 4 conductores	4160	2400
	13200	7620
	13800	7970
	24940	14400
	34500	19920
	69000	39840

Artículo 17. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (V_s) de valor eficaz (rms), en redes generales de distribución a media tensión, debe estar comprendida en los intervalos que se muestran en la tabla N° 5:

Tabla N° 5
Intervalos normales y tolerables del valor de tensión de servicio
(Media Tensión)

Sistema - V_s /Intervalo	Normal (Volt)		Tolerable (Volt)	
	V_{\min}	V_{\max}	V_{\min}	V_{\max}
Trifásico 4 conductores				
4160/2400	4050/2340	4370/2520	3950/2280	4400/2540
13200/7620	12870/7430	13860/8000	12504/7240	13970/8070
13800/7970	13460/7770	14490/8370	12110/7570	14520/8320
24940/14400	24320/14040	26190/15120	23690/13680	26400/15240
34500/19920	33640/19420	36230/20920	32780/18930	36510/21080
69000/39840	67280/38845	72460/41835	65560/37850	73020/42160

Los intervalos de tensión de servicio, "**normal**" y "**tolerable**", representan los límites máximos y mínimos de tensión permisibles, ante los cambios de carga y potencia en el sistema de distribución, bajo condiciones normales de operación, de conformidad con el artículo 18. Redes con una condición de tensión tolerable son permitidas en el entendido de que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor de tres meses, contados a partir del momento en que se detectó la condición

citada, los trabajos necesarios para alcanzar la banda de tensión normal. Durante dicho periodo de tres meses los usuarios servidos a través de la red de distribución en donde se detectó el problema, deberán ser compensados económicamente conforme a lo indicado en el capítulo XVI de esta norma.

Artículo 18. Variaciones de tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95 % de los valores eficaces, promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal del valor de tensión de servicio (V_s).

Artículo 19. Desbalance entre las tensiones de fase

Para el caso de suministro eléctrico a media tensión, son aplicables las condiciones de desbalance de las tensiones entre fases contempladas en el artículo 11.

Artículo 20. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación son aplicables los límites establecidos en el artículo 12.

Artículo 21. Corrientes armónicas

Los servicios alimentados en media tensión, se ajustarán a lo dispuesto en el artículo 13.

Artículo 22. Severidad del parpadeo

La severidad del parpadeo en servicios a media tensión se registrará por la condición establecida en el artículo 14.

CAPÍTULO IV VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN

Artículo 23. Límites permisibles

Las variaciones de tensión de corta duración, de origen transitorio (huecos y picos de tensión e impulsos) aunque son inevitables por parte de la empresa distribuidora, pues pueden obedecer a muchos factores tales como cambios en la operación del sistema de potencia y a la influencia de descargas eléctricas de origen atmosférico entre otros; sí pueden ser limitadas por parte de las empresas, en cuanto a su amplitud, duración y frecuencia, minimizando así los efectos que éstas ocasionan en los artefactos eléctricos. Por lo anterior, deben ser medidos y estudiados por las empresas de distribución eléctrica, con el fin de implementar medidas para minimizar su amplitud, duración y frecuencia.

La tabla N° 6 muestra los valores de la magnitud y duración no tolerables, según estándares internacionales, de las variaciones de tensión de corta duración (transitorias).

TABLA N° 6
Variaciones de tensión de corta duración

Categoría	Valores no tolerables
Impulso	Impulsos con magnitud mayor al 200 % del voltaje nominal, V_n .
Picos de tensión	Picos mayores a 115% del voltaje nominal V_n de cualquier duración.
Huecos de tensión	. Huecos entre 0 y 50% del voltaje nominal V_n con de cualquier duración. . Huecos entre 50% y 70% del voltaje nominal V_n con una duración mayor a 12 ciclos (0,2 seg.). . Huecos entre 70% y 80% del voltaje nominal V_n con una duración superior a 30 ciclos (0,5 seg.).

La variación de corta duración está expresada como el porcentaje con respecto a la tensión nominal. Por ejemplo si la tensión nominal es de 120 V, un hueco de un 70%, significa que la tensión de servicio durante el evento fue de 84 V, un hueco de un 10 % significa que la tensión de servicio durante el evento fue de 12 V.

Para efectos de evaluación de la calidad, en los programas de medición indicados en el capítulo VI, no se considerarán las variaciones de tensión de corta duración. Sin embargo ello no exime a la empresa distribuidora de su responsabilidad civil, ante la suscitación de variaciones de tensión de corta duración fuera de los valores tolerables.

CAPÍTULO V

MÉTODO DE VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN

Artículo 24. Ubicación y condiciones del punto de prueba

La medición y registro de los parámetros físicos de la energía de suministro, se efectuará en el punto de entrega o en el medidor.

La empresa eléctrica, previo a la instalación del equipo de prueba, verificará el buen estado de las conexiones en los terminales del punto de entrega.

Para la instalación del equipo de prueba, se utilizarán dispositivos apropiados que aseguren una unión firme entre los conductores del equipo y la instalación eléctrica del inmueble.

Artículo 25. Condiciones de medición y registro

Las condiciones para las pruebas de medición y registro de los parámetros eléctricos, de acuerdo con las características del servicio se indican en la tabla N° 7:

TABLA N° 7
Parámetros eléctricos a registrar según tipo de servicio

Tipo de servicio	Puntos de Medición	Parámetros	Variaciones rápidas	Tiempo de Prueba
Monofásico bifilar	Línea activa – Neutro	Tensión	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Parpadeo	7 días naturales
Monofásico trifilar	Líneas activas – Neutro	Tensión	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Parpadeo	
Trifásico estrella	Fases – Neutro Entre fases	Tensión, Desbalance de tensión.	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Tensiones Armónicas - Parpadeo	
Trifásico delta	Fases - Neutro Entre fases	Tensión Desbalance de tensión.	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Tensiones armónicas - Parpadeo	

La severidad del parpadeo se medirá, cuando exista denuncia expresa del abonado o usuario, existiese sospecha de la empresa distribuidora de un nivel fuera de los límites permisibles o bien cuando la Autoridad Reguladora lo considere pertinente.

Artículo 26. Características técnicas de los equipos de prueba

Los instrumentos para monitorear y registrar los parámetros eléctricos y las variaciones de tensión de corta duración en el suministro eléctrico, deberán cumplir con las condiciones establecidas en la norma IEC-61000-4-30 “*Técnicas de ensayo y de medida. Métodos de medida de la calidad de suministro*”, asimismo deben contar como mínimo, según corresponda al tipo de servicio y a los parámetros eléctricos a estudiar (ver tabla N° 8), con las siguientes características:

a. Lectura y registro de tensión y corriente en verdaderos valores eficaces (rms)

Rangos:

Frecuencia: 60 ± 3 Hz

Tensión: según categoría del servicio a monitorear

Amperaje: según demanda del servicio a monitorear

Precisión: método de medida clase A para alta y media tensión y clase B para baja tensión, según norma IEC-61000-4-30.

b. Capacidad de registro de eventos:

Huecos de tensión (Sags)

Picos de tensión (Swells)

Sobre tensión

Baja tensión

Impulsos

- c. Selección de magnitudes de umbral para la determinación de comienzo de eventos.
- d. Intervalos de registro: Valores promedio para 10 minutos.
- e. Registro de valores (rms) máximo, promedio y mínimo por intervalo.
- f. Registro de fecha de eventos, hora de inicio y finalización, duración del evento.
- g. Registro de armónicas: hasta la componente de orden 35.

La periodicidad de la calibración dependerá de la recomendación del fabricante.

Artículo 27. Ajuste de equipos de prueba

La tabla N° 8 muestra los valores de umbral con que deben ajustarse los equipos para la realización de pruebas de calidad de la tensión de suministro, según las características del servicio:

TABLA N° 8
Ajuste de valores de umbral de equipos para pruebas de calidad de baja tensión

Categoría de Servicio	Categoría de Evento	Valores de Umbral (Volts rms)	Porcentaje de la Tensión Nominal
Monofásico bifilar	Hueco de tensión	104	87% de Vn
	Pico de tensión	138	115% de Vn
	Impulso	240	200% de Vn
Monofásico Trifilar	Hueco de tensión	104/209	87% de Vn
	Pico de tensión	138/276	115 % de Vn
	Impulso	240/480	200 % de Vn
Trifásico	Hueco de tensión	104/181Y - 209Δ	87% de Vn
	Pico de tensión	138/239Y - 276Δ	115% de Vn
	Impulso	240/416Y - 480Δ	200 % de Vn
	Tensiones Armónicas	3% de Vn	Para cada tensión armónica
		5% TDA	Armónicas hasta orden 35
	Desbalance	3%	Sin carga
Corrientes armónicas	5% a 20 % TDD	Refiérase a lo indicado en el artículo 13.	

Y: Conexión estrella aterrizada. Δ: Conexión delta. TDA: Total distorsión armónica de la tensión. TDD: Total de distorsión de demanda de corriente

La tabla N° 8 contiene los valores de umbral establecidos para el caso de suministro a baja tensión. Para el caso de media tensión se deben establecer de acuerdo con los porcentajes de tensión nominal del servicio, tal y como se especifica en la cuarta columna de esta tabla, o en su defecto de la tensión nominal de los transformadores de potencial si es del caso.

Artículo 28. Contenido de los reportes de prueba

Cada prueba de evaluación de la calidad en la tensión de suministro deberá contar al menos con la siguiente información:

- . Ubicación geográfica y topológica del servicio medido

- . Características del servicio y número del medidor
- . Nombre del abonado
- . Fecha y hora de inicio y finalización de la medición
- . Datos del equipo utilizado y sus ajustes durante la prueba.
- . Valores máximos y mínimos registrados de los parámetros monitoreados. (Ver tabla N° 8).
- . Curva de los valores mínimos, promedios y máximos de los parámetros monitoreados.
- . Curva de perfil diario de los parámetros (Curva de los valores promedio de los promedios diarios registrados en los intervalos de medición durante el período de prueba).
- . Gráfico de los valores promedio registrados durante el período de prueba acorde con el artículo 27.
- . Cantidad y porcentaje del total de intervalos de medición en que se registraron valores fuera de los rangos admitidos, agrupados por clases según artículo 29.
- . Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- . Porcentaje de registros fuera del valor admitido, agrupados por clases según artículo 29.
- . Condiciones del estado de calibración del equipo.

Artículo 29. Gráfico de valores promedio de registro

En cada prueba de la calidad de la tensión de suministro que se realice se confeccionará un gráfico en el que se ilustre la distribución de la frecuencia o cantidad de valores correspondientes a cada clase de segregación de datos de acuerdo con la tabla N° 9:

**Tabla N° 9
Segregación de clases para la confección de gráfico de valores promedio**

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm)%
Tensión	1	$V_n \leq 91$
	2	$91 < V_n \leq 92$
	3	$92 < V_n \leq 93$
	4	$93 < V_n \leq 94$
	5	$94 < V_n \leq 95$
	6	$95 \leq V_n \leq 105$
	7	$105 < V_n \leq 106$
	8	$106 < V_n \leq 107$
	9	$107 < V_n \leq 108$
	10	$108 < V_n \leq 109$
	11	$109 < V_n$

En donde:

Dm: Valor medido en porcentaje con respecto al nominal

**CAPÍTULO VI
PROGRAMAS DE MEDICIÓN**

Artículo 30. Programas de medición de la calidad de la tensión

Para la evaluación de la calidad de la tensión de suministro, las empresas distribuidoras deben ejecutar programas de medición y registro, tanto de las variaciones de tensión de corta duración

como de los niveles de la tensión de servicio, brindada a los abonados o usuarios finales en el punto de entrega, los cuales deberán desarrollarse siguiendo, como mínimo, con lo indicado en el capítulo V de la presente norma o afines que emitiera la Autoridad Reguladora.

Artículo 31. Conjunto de servicios a estudiar

Los programas de medición, se efectuarán siguiendo un criterio aleatorio (geográfico, topológico y de uso final de la electricidad), con el cual la Autoridad Reguladora elegirá para cada empresa el conjunto de ramales de red de baja tensión asociados a un transformador de distribución de uso general a estudiar para su programa de mediciones anual, en su área de concesión. La cantidad de ramales de red a estudiar corresponderá a un porcentaje de hasta un 3% del total de los transformadores de distribución de uso general, según lo determine la Autoridad Reguladora en función del tamaño de la empresa y del resultado de las mediciones de la empresa, las efectuadas por ella o de las efectuadas por un tercero que para este efecto contrate. El conjunto de ramales de red a estudiar se elegirá de manera aleatoria de forma que comprenda la totalidad de su área de concesión y esté estratificada en función de la distribución topológica de los servicios y del uso final de la electricidad, haciendo uso del sistema de vinculación usuario-red. Los resultados del programa de mediciones se utilizarán para la rectificación de servicios con deficiencias.

Para cada ramal de red la empresa eléctrica deberá efectuar un análisis integral que incluya la medición y registro de tensión suministrada en al menos cuatro puntos del ramal, la revisión preventiva, predictiva y correctiva de conductores, empalmes, base de medidores y otros, de acuerdo a los criterios establecidos en el anexo II de esta norma.

Para los servicios trifásicos, la empresa eléctrica estudiará anualmente un 3% de tales servicios seleccionados por la Autoridad Reguladora, siguiendo iguales criterios que para el caso de los ramales de baja tensión.

Artículo 32. Informes de los programas de medición

Para cada punto del ramal a baja tensión o servicio eléctrico estudiado, según artículo 31, la empresa distribuidora debe efectuar un informe técnico, que contemple los aspectos estipulados en los artículos 28 y 29 de esta norma, como también, el análisis de resultados correspondiente (que incluye la determinación de motivos, causas y repercusiones de las deficiencias que se determinen). Asimismo, para cada servicio en el que se encuentren condiciones en la tensión de suministro fuera de los límites establecidos en esta norma, deberán de indicarse las medidas correctivas a realizar con el fin de solventarlas con la celeridad que el caso amerite. Los informes de cada servicio deberán de estar a disposición de la Autoridad Reguladora para efectos de auditoria, cuando ésta en el ejercicio de sus funciones las realice directamente o a través de terceros, según lo indicado en el artículo 35.

Artículo 33. Estudios de evaluación por parte de la Autoridad Reguladora

La Autoridad Reguladora efectuará, directamente por su cuenta o mediante contratación de terceros, estudios evaluativos de las condiciones de tensión brindada por las empresas distribuidoras en sus áreas de concesión. También, si lo considerase pertinente podrá hacer uso de equipo y personal técnico de las empresas reguladas, para efectos de la auditoría de los estudios de tensión efectuados por ellas.

Artículo 34. Vinculación abonado - red

Para lo relativo a los estudios y estadísticas contempladas en este apartado, las empresas considerarán además lo relativo a la vinculación abonado - red, indicada en el Capítulo XI.

Artículo 35. Auditoria de los programas de medición

La Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus facultades legales podrá por si misma o mediante la contratación de terceros, y cuando lo considere oportuno, auditar los estudios de evaluación de la calidad de la tensión de servicio ejecutados por las empresas distribuidoras. Para efectos de auditoría, las empresas eléctricas deberán contar con toda la información pertinente de conformidad con los artículos: 29, 30, y 32 de la presente norma.

CAPÍTULO VII MEDICIONES A MEDIA TENSIÓN

Artículo 36. Registro de la calidad de tensión en redes a media tensión

Las empresas eléctricas deberán llevar un registro y control de la tensión en sus redes de distribución primaria (media tensión), el cual deberá comprender: la amplitud de la tensión nominal, la asimetría de las tensiones de fase, las tensiones y las corrientes armónicas. Para tal efecto, por cada alimentador se instalará equipo de medición y registro de la energía y potencia a nivel de subestación, el cual debe tener capacidad de registro de los parámetros de calidad. De igual forma se debe instalar al menos dos equipos de medición adicionales ubicados: uno en un punto intermedio del circuito (ramal trifásico) y el otro en el ramal más lejano a la subestación, ya sea trifásico, bifásico o monofásico.

El intervalo de registro (período de integración) deberá de ser de diez minutos, de conformidad con lo indicado en el artículo 18 de esta norma.

Artículo 37. Uso del equipo de regulación de tensión

Las empresas podrán utilizar las capacidades de medición y registro de tensión y corriente de sus equipos de regulación de tensión para efectos de control de la tensión en sus redes de distribución a media tensión.

CAPÍTULO VIII CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Artículo 38. Clasificación de las interrupciones por su duración

En función de la duración de las interrupciones, éstas se clasifican como se muestra en la tabla N° 10:

Tabla N° 10
Clasificación de las interrupciones, por duración

Tipo de Interrupción	Duración
Momentánea	Menor o igual a un minuto.
Temporal	Superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos.
Prolongada	Superior a cinco minutos.

Artículo 39. Clasificación de las interrupciones por su origen

De acuerdo con el origen de las interrupciones, éstas se clasifican como se muestra en la tabla N° 11:

Tabla N° 11
Clasificación de las Interrupciones por origen

Tipo de Interrupción		Origen
Externas		Factores externos a la red de la empresa.
Internas	Forzadas	Eventos no programados en la red de la empresa.
	Programadas	Salidas programadas en la red propiedad de la empresa.

Artículo 40. Interrupciones de origen externo

Se clasificarán como interrupciones de origen externo aquellas que se produzcan como consecuencia de fallas en redes ajenas a las de la empresa distribuidora o en el abastecimiento energético en el ámbito de la transmisión o generación.

Artículo 41. Interrupciones de origen interno

Se clasificarán como interrupciones de origen interno, todas aquellas que obedezcan a la operación de la red de la empresa distribuidora, ya sea que las mismas se deban a trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo, construcciones o ampliaciones (programadas), o bien a fallas, independientemente de sus causas o motivos (forzadas).

Artículo 42. Por su ubicación topológica

Con base en la topología de la red, las interrupciones se clasifican como se indica en la tabla N° 12:

Tabla N°12
Clasificación de las interrupciones según topología de la red

Tipo de Interrupción	Ubicación
Nivel I	A nivel del interruptor principal de cada circuito alimentador o a nivel de las barras de MT de las subestaciones de distribución.
Nivel II	A nivel de ramales, equipados con protecciones de operación automática o remota.
Nivel III	A nivel de ramales, equipados con protecciones de reposición manual.
Nivel IV	A nivel de transformadores de distribución (redes de baja tensión).

CAPÍTULO IX
EVALUACIÓN DE LA CONTINUIDAD
DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Artículo 43. Indicadores de continuidad

La evaluación de la calidad de la continuidad del suministro se hará por medio de los “Indicadores de Continuidad del Servicio”, considerando los niveles I, II, III, IV, mediante los cuales se medirá la duración y frecuencia de las interrupciones.

Artículo 44. Cálculo de los índices de continuidad

Para el cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, se tomarán en cuenta las siguientes interrupciones:

- a. Interrupciones prolongadas para los índices: FPI, DPIR, TTIK, FMIK, FIP y DAI.
- b. Las momentáneas y temporales para el caso de FIM y FIT.
- c. Las prolongadas, momentáneas y temporales para el FI.

Artículo 45. Metodología del cálculo de indicadores

Para efectos de uniformidad en el cálculo de los indicadores de continuidad, las empresas utilizarán como referencia el estándar IEEE-1366-2012 “Guide for electric power distribution reliability indices”.

CAPÍTULO X
ÍNDICES DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

Artículo 46. Duración promedio de interrupciones de la red

El índice muestra la duración promedio de las interrupciones percibidas por un abonado y se define como:

$$D.P.I.R. = \left(\sum_{i=1}^n A_i * T_i \right) / At$$

En donde:

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

T_i = Tiempo en horas de la interrupción i .

At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 47. Frecuencia promedio de interrupciones por abonado

El índice representa la cantidad promedio de interrupciones, percibidas por un abonado y se define como:

$$F.P.I. = \left(\sum_{i=1}^n A_i * C_i \right) / At$$

En donde:

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

C_i = Total de interrupciones, asociados al elemento de protección de nivel I, II, III y IV.

At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 48. Frecuencia media de interrupción por kVA

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufre una interrupción del suministro, y se define como:

$$F.M.I.K. = \left(\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} \right) / kVA t$$

En donde:

kVA_{fsi} = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

$kVA t$ = Cantidad de kVA del sistema eléctrico, subestación circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 49. Tiempo total de interrupción por kVA

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$T.T.I.K. = \left(\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} * T_{fsi} \right) / kVA_t$$

En donde:

kVA_{fsi} = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción i, de nivel I,II,III y IV.

kVA_t = Cantidad de kVA en el sistema eléctrico, subestación, circuito alimentador, etc.

T_{fsi} = Tiempo en horas, en que han permanecido fuera de servicio los kVA durante la interrupción i.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 50. Frecuencia de interrupciones momentáneas

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, menores o iguales a un minuto.

$$F.I.M. = (NI)$$

En donde:

(NI) = Número total de interrupciones con una duración menor o igual a un minuto en el semestre de estudio.

Artículo 51. Frecuencia de interrupciones prolongadas

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, mayores a cinco minutos.

$$F.I.P = (NP)$$

En donde:

(NP) = Número total de interrupciones con duración superior a cinco minutos, en el semestre de estudio.

Artículo 52. Frecuencia de interrupciones temporales

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, menores o iguales a cinco minutos y superiores a un minuto.

$$F.I.T = (NT)$$

En donde:

(NT) = Número total de interrupciones con duración superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos, en el semestre de estudio.

Artículo 53. Duración acumulada de interrupciones

Representa el tiempo total de interrupción de nivel I en un circuito o alimentador, en el semestre de estudio.

En donde:

$$D.A.I. = \sum_{i=1}^n D_i$$

D_i = Duración total de la interrupción i de nivel I en un circuito o alimentador, con duración mayor a cinco minutos.

Artículo 54. Frecuencia de interrupciones

Es el total de interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, presentadas durante el semestre en estudio.

$$F.I. = (NIT)$$

En donde:

NIT = Número total de interrupciones (momentáneas, temporales y prolongadas) en el circuito o alimentador.

CAPÍTULO XI SISTEMA DE VINCULACIÓN USUARIO-RED

Artículo 55. Identificación de componentes de la red y vinculación usuario-red

Con el fin de desarrollar el registro de las interrupciones, su método de identificación y análisis, así como para el correcto cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, las empresas deben definir y mantener actualizado, un sistema de identificación y control de los diferentes componentes de su red eléctrica, con la debida vinculación topológica y geográfica con cada uno de sus abonados.

Artículo 56. Requisitos del sistema de vinculación usuario-red

El sistema de identificación de componentes y de vinculación usuario-red a implantar deberá satisfacer lo siguiente:

- a. Contener información apropiada que permita que los diferentes componentes de la red puedan ser ubicados fácil y claramente por el personal técnico, para efectos de manejo, localización de perturbaciones y adecuación de cargas.
- b. Relacionar con cada dispositivo de protección, sea manual o automático, el número de abonados afectados por una operación.
- c. Asociar la potencia instalada con cada dispositivo de protección.
- d. Vincular el número de abonados con cada equipo de transformación.
- e. Conocer la potencia asociada con cada interrupción.
- f. Determinar el número de transformadores y abonados afectados por cada interrupción.
- g. Permitir la plena identificación del usuario y del equipamiento eléctrico dentro de la red (por región, subestación, circuito, fase, transformador y equipo de protección).
- h. Proporcionar información del tipo de servicio suministrado y la estructura tarifaria aplicable a cada abonado.
- i. Facilitar la realización de procedimientos o mecanismos necesarios en la recopilación de la información.
- j. Permitir la utilización de procedimientos y mecanismos de transferencia de información requeridos por la Autoridad Reguladora.
- k. Facilitar la realización de auditorías de funcionamiento del sistema.

Artículo 57. De los diagramas unifilares

Las empresas distribuidoras deben mantener actualizado el diagrama unifilar de su sistema eléctrico. La simbología a utilizar en los planos de los diagramas unifilares será la normativa internacional IEC-60617 o la que en su oportunidad emita la Autoridad Reguladora.

Artículo 58. Contenido de los diagramas unifilares

Los diagramas unifilares que realicen las empresas de distribución de sus redes eléctricas deberán contar con la siguiente información mínima:

- a) Nombre y tipo de la planta de generación o de la subestación.
- b) Tensión nominal de operación ya sea en el generador, subestación, barras o líneas.
- c) Configuración de barras o de las redes.
- d) Longitud, tipo y calibre de los conductores.
- e) Capacidad de diseño (instalada) y operación de las subestaciones.
- f) Equipo de reserva en plantas y subestaciones.
- g) Equipos adicionales (tales como bancos de condensadores, bobinas de reactancia, reguladores y otros).
- h) Subestaciones de donde se derivan o alimentan las redes.
- i) Nodos o secciones que conforman cada circuito.
- j) Protecciones y equipos complementarios.

CAPÍTULO XII CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Artículo 59. Responsabilidad de mantener la continuidad del servicio

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de asegurar a los abonados y usuarios la continuidad del servicio, por lo que no podrán en ningún caso, invocar el estado deficiente de su infraestructura como circunstancia eximente de responsabilidad por el no cumplimiento de la presente norma.

Artículo 60. Interrupciones programadas

Si por alguna circunstancia la empresa requiera interrumpir el suministro eléctrico debido a trabajos en las redes, deberá avisar a los abonados y usuarios afectados, de forma directa o en un medio de difusión masiva, con un mínimo de:

- a. Tres (3) días naturales de anticipación, cuando el tiempo de interrupción total no supere las tres horas.
- b. Tres (3) días hábiles de anticipación, cuando el tiempo de interrupción total sea superior a tres horas.

El aviso o prevención de la suspensión del servicio se realizará por lo menos con el plazo indicado anteriormente, en el medio de información o comunicación que la empresa considere más idóneo, considerando la cantidad de usuarios afectados y las condiciones específicas de los afectados de las que tenga conocimiento.

Artículo 61. Interrupciones no programadas

En los casos imprescindibles de operación, mantenimiento o fuerza mayor, en que la empresa de energía eléctrica requiera interrumpir el suministro eléctrico, la empresa, a solicitud de la Autoridad Reguladora, deberá brindar un informe, dentro de las 24 horas siguientes a la interrupción, sobre lo ocurrido, causas y motivos que la originaron.

Artículo 62. Valores límites anuales de los índices de calidad

En la tabla 13 se establecen los valores límites anuales de los indicadores de continuidad más representativos incluyendo las interrupciones a niveles I,II, III y IV (artículo 42), para las empresas eléctricas. Valores mayores a los establecidos deberán compensarse a los abonados y usuarios, conforme a lo establecido en el capítulo XV de esta norma.

**Tabla N° 13
Valores límites de indicadores de continuidad**

DPIR (horas/año)	FPI (interrupciones/año)
6	7

CAPÍTULO XIII IDENTIFICACIÓN, REGISTRO Y TRATAMIENTO DE LAS PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 63. Identificación, registro y conteo

Es responsabilidad de toda empresa de distribución de energía eléctrica implementar y mantener un sistema para identificar, registrar, contar y almacenar (base de datos) todas las perturbaciones que se presentan en sus redes de distribución, así como las averías, las causas, y repercusiones que se asocian a las mismas. Para ello deben establecer los procedimientos y mecanismos apropiados para la recopilación de la información necesaria, que apruebe la Autoridad Reguladora, y deberán ser certificados bajo la norma ISO-9000.

Para efectos de uniformar los sistemas de identificación, registro y conteo de las perturbaciones, se establecen los siguientes conceptos (artículos del 64 al 70).

Artículo 64. Repercusiones o efectos de las perturbaciones

Las repercusiones o efectos de las perturbaciones se clasifican en función del afectado:

Propias: Las que se dan en la red de distribución o en un elemento o equipamiento de la misma.

Impropias: Las que se dan en instalaciones eléctricas, equipamiento eléctrico o en la propiedad de terceros ajenos a la empresa distribuidora.

Artículo 65. Duración de las perturbaciones

La duración de la perturbación comprende el tiempo desde el momento en que la empresa tiene conocimiento de la avería, hasta el restablecimiento de las condiciones normales de operación y está conformado por los siguientes intervalos de tiempo: organización, localización y reparación, los cuales se definen conforme a lo indicado en el artículo 4.

Artículo 66. Tipo de perturbación

El tipo de perturbación indica el prototipo de cambio no deseado del estado normal de la red de distribución:

Condición de tensión no deseada: Corresponde a la pérdida de las condiciones de tensión normalizadas de alimentación en los servicios, red o equipamiento.

Interrupción del servicio: Corresponde a la pérdida total de la tensión de suministro.

Artículo 67. Ubicación de la perturbación

Es el lugar topológico y geográfico donde se presenta la perturbación. Se deberá registrar geográficamente, la provincia, el cantón y el distrito; topológicamente deberá registrarse al menos subestación y circuito.

Artículo 68. Causa de una avería

Son los eventos, externos o internos a una red eléctrica, que altera las propiedades físicas, químicas, mecánicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia una pérdida o disminución de su funcionalidad. Por consiguiente, una avería puede tener causas internas, externas o ambas.

Artículo 69. Causas internas de las averías

Estas causas corresponden a los aspectos operativos, temporales, de mantenimiento y construcción que originan o desencadenan un cambio o alteración de las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red, de acuerdo con la siguiente clasificación:

Operativas: se refieren a los efectos sobre los componentes de la red por errores en la operación: errores de conexión de equipos, sobrecarga de componentes de red, errores de ajustes de protecciones y otros.

Envejecimiento: corresponde al deterioro de los componentes de la red debido al paso del tiempo y exposición al medio ambiente.

Mantenimiento: se refiere a los efectos sobre los componentes de la red, por errores u omisiones humanas en labores manuales, en el uso inapropiado de materiales, equipamiento y herramientas. Incluye las deficiencias en la supervisión de los trabajos de mantenimiento.

Construcción: corresponde a los errores de planeamiento y diseño, el uso de materiales o equipamiento defectuosos o inadecuados y los errores u omisiones en la supervisión de la construcción de redes.

Artículo 70. Causas externas de las averías

Corresponde a la interacción o influencia sobre la red del medio ambiente, la actividad humana o de instalaciones eléctricas externas, de acuerdo con la siguiente clasificación:

- a) **Influencias medioambientales:** por la interacción de la naturaleza con la red: viento, flora, fauna, lluvia, inundaciones, deslizamientos y tormenta eléctrica (rayería), tornados, huracanes, actividad volcánica (lluvia ácida, cenizas), sismos, terremotos, maremotos, incendios forestales y contaminación salina.
- b) **Influencias de la actividad humana:** por la interacción del hombre con la red: excavaciones, vandalismo, hurto de electricidad, trabajos en edificaciones y exteriores, trabajos de mantenimiento ajenos a la red eléctrica de la empresa, colisión de vehículos, e incendio.
- c) **Influencias de instalaciones o redes eléctricas externas:** por la interacción de una red sobre otra o por interacción de instalaciones o equipamiento final con la red (sobrecargas

de corta o larga duración) y daño o maniobras operativas en instalaciones de abonados u otras empresas eléctricas.

CAPÍTULO XIV CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS PERTURBACIONES Y AVERÍAS

Artículo 71. Clasificación y descripción homogénea de una perturbación

Una perturbación es debidamente clasificada y descrita, cuando sobre ella se registran todos (según corresponda) los aspectos contemplados en los artículos 64 al 70. Para efectos de estandarizar la clasificación y descripción de las perturbaciones, se establecen las siguientes condiciones que deben contener los sistemas de identificación, registro y conteo.

- a. Duración total de la perturbación, con el debido desglose de:
 - . Tiempo de organización
 - . Tiempo de localización
 - . Tiempo de reparación

- b. Tipo de perturbación, limitándose a dos categorías:
 - . Condiciones no deseadas de tensión
 - . Interrupción (ausencia de tensión)

- c. Causas externas de la avería (si existiese):

Influencias ambientales:

Viento
Fauna
Flora
Lluvia
Inundaciones
Deslizamientos
Tormenta eléctrica
Tornados
Huracanes
Actividad volcánica
Sismos, terremotos y maremotos
Incendios forestales
Contaminación salina

Influencias de la actividad humana:

Excavaciones
Contaminación
Vandalismo
Hurto de electricidad
Trabajos en edificaciones
Trabajos en exteriores
Trabajos ajenos a la red eléctrica
Colisión de vehículos
Incendio

Artículo 72. Recopilación de datos

Cada empresa eléctrica es responsable de establecer las metodologías, controles y mecanismos de supervisión que garanticen la recopilación de los datos de las perturbaciones, conforme a los preceptos contenidos en esta norma técnica.

Las empresas deberán certificar el proceso de gestión asociado al sistema de identificación, registro y tratamiento de las perturbaciones eléctricas, conforme a las normas de la serie ISO 9000, a más tardar 2 años después de la promulgación de esta norma.

Cada tres años la empresa debe efectuar una auditoría externa a dicho proceso de gestión, y remitir los resultados a la Autoridad Reguladora, a más tardar el 15 de junio de cada año.

Artículo 73. Sistema de tratamiento de las perturbaciones

Es responsabilidad de toda empresa distribuidora implementar y mantener un sistema para el tratamiento de las perturbaciones que se presentan en sus redes de distribución, el cual debe estar conformado por los siguientes elementos:

- a. Registro y conteo de las perturbaciones según el Sistema de Identificación.
- b. Estadística
- c. Análisis
- d. Retroalimentación

Registro e informe preliminar de las perturbaciones: Comprende el registro y la confección de un informe preliminar de lo acontecido, antes, durante y después de lo ocurrido con la suscitación de la perturbación, según corresponda en el esquema de información indicado en el artículo 71.

Estadística para el análisis y la retroalimentación respectiva: El sistema de registro permitirá la clasificación y manejo de los datos de las perturbaciones, con cuadros resumidos por:

- a. Circuito
- b. Tipo de avería
- c. Causas internas y externas
- d. Determinación de costos que implica: energía dejada de vender, daños en instalaciones de la empresa, daños a usuarios o a terceros.

Con la información del sistema de tratamiento, la empresa eléctrica realizará un estudio semestral que contemple como mínimo:

Análisis: Comprende el estudio de los resultados de las estadísticas con los cuales se podrá determinar:

- a. Deficiencias en los aspectos técnicos y administrativos, relacionados con el tratamiento de las perturbaciones.
- b. Deficiencias o mejoras posibles en la planificación, diseño y construcciones en el sistema eléctrico.

- c. Deficiencias o mejoras en las labores de mantenimiento preventivo.
- e. Deficiencias en las labores de operación del sistema eléctrico o implementación de mejoras.
- f. Efectos sobre los índices relacionados con la continuidad

Retroalimentación: Implementación de las medidas correctivas o mejoras, determinadas en el análisis de las estadísticas de las perturbaciones.

CAPÍTULO XV COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR INTERRUPCIONES

Artículo 74. Costo de energía no suministrada

De manera quinquenal la Autoridad Reguladora de conformidad con la metodología que esta establezca, determinará el costo de la energía no suministrada (CENS) para los usuarios residenciales, comerciales e industriales, el cual podrá ser ajustado anualmente cuando lo considere pertinente.

Artículo 75. Interrupciones a compensar

Cuando los indicadores anuales de continuidad de un circuito superen los valores límites establecidos en el artículo 62, se debe compensar económicamente a los usuarios conectados a dicho circuito por las interrupciones, conforme al método establecido en el artículo 78.

Artículo 76. Interrupciones exentas de ser compensadas económicamente

Las interrupciones que las empresas eléctricas demuestren ante la Autoridad Reguladora y conforme al procedimiento que esta establezca, que no son de su responsabilidad por ser caso fortuito o fuerza mayor, no serán sujetas a compensación económica. La solicitud de exención debe presentarse en un plazo no mayor de 5 días hábiles, a partir del momento en que ocurrió la interrupción.

Artículo 77. Plazo para la compensación económica

Las interrupciones compensables económicamente de un año deberán ser compensadas dentro de los dos meses siguientes a la finalización del año correspondiente.

Artículo 78. Compensación económica de la energía no suministrada

Todos los abonados o usuarios conectados a un circuito, cuyos indicadores de continuidad en un año calendario superen los límites establecidos, deben ser compensados económicamente por la energía no suministrada debido a las interrupciones compensables (artículo 75) conforme a la fórmula siguiente:

$$MCEU = 2 * ENS * CENS \text{ (Colones)}$$

En donde:

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía anual no suministrada debido a interrupciones a compensar (artículo 79).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 74).

Artículo 79. Energía no suministrada

La energía no suministrada al abonado o usuario debido a las interrupciones compensables se define como

$$ENS = CPPS * TTINA \text{ (kWh)}$$

En donde:

ENS =Energía anual no suministrada debido a interrupciones a compensar.

CPPS =Consumo promedio anual por segundo del abonado o usuario (artículo 80).

TTINA =Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables (artículo 81).

Artículo 80. Consumo promedio anual del abonado o usuario

El consumo promedio del abonado o usuario se determina de la siguiente manera:

$$CPPS = \frac{ETFS}{NSEF}$$

En donde:

CPPS =Consumo promedio del abonado o usuario

ETFS =Total de la energía facturada al abonado o usuario en el año en estudio.

NSEF =Cantidad de segundos efectivos facturados en el período excluyendo los tiempos de interrupción.

Artículo 81. Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables

El tiempo total en segundos de las interrupciones compensables se define como:

$$TTINA = \sum_{i=1}^N TINA_i$$

En donde:

TTINA =Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables.

TINA_i =Tiempo en segundos de la interrupción compensable

N =Cantidad de interrupciones compensables.

CAPÍTULO XVI COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR VARIACIONES DE TENSIÓN

Artículo 82. Condiciones de suministro eléctrico con tensión compensables

Cuando se determine mediante los estudios de tensión elaborados por las empresas (capítulo VI) o por los estudios efectuados por la Autoridad Reguladora o por la entidad competente que esta contrate para tal efecto, condiciones de suministro de tensión fuera de los rangos permitidos de variación establecidos en esta norma, se deberá compensar económicamente a los abonados o usuarios, conforme al método establecido en el artículo 85.

Artículo 83. Condiciones de tensión exentas de ser compensadas económicamente

Las condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permitidos que las empresas eléctricas demuestren ante la Autoridad Reguladora, conforme al procedimiento que esta establezca, que no son de su responsabilidad por ser caso fortuito o fuerza mayor, no serán sujetas a compensación económica. La solicitud de exención debe presentarse en un plazo no mayor de 5 días hábiles, después de detectarse la situación de deficiencia en la tensión de suministro.

Artículo 84. Estimación del periodo para la compensación económica

Las condiciones de suministro con condiciones de tensión fuera de las permisibles deberán ser compensadas para las facturaciones correspondientes a los tres meses anteriores a la determinación de la condición deficiente y durante los meses inmediatos siguientes hasta tanto la empresa eléctrica no demuestre haber corregido la situación.

Artículo 85. Compensación económica de la energía suministrada con deficiencias de tensión

Los abonados o usuarios con condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permisibles, deberán ser compensados económicamente por la energía suministrada en condiciones deficientes para las facturaciones establecidas en el artículo 84 conforme a la tabla N° 14 y formula siguiente:

**Tabla N° 14
Factores de compensación por deficiencias de tensión**

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm)%	Factor de compensación económica (FCE)
Tensión	1	$V_n \leq 91$	1
	2	$91 < V_n \leq 92$	0,8
	3	$92 < V_n \leq 93$	0,6
	4	$93 < V_n \leq 94$	0,4
	5	$94 < V_n < 95$	0,2
	6	$95 \leq V_n \leq 105$	0
	7	$105 < V_n \leq 106$	0,2
	8	$106 < V_n \leq 107$	0,4
	9	$107 < V_n \leq 108$	0,6
	10	$108 < V_n \leq 109$	0,8
	11	$109 < V_n$	1

$$MCEU = 2 * ENS * FCE * CENS \text{ (Colones)}$$

En donde:

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía mensual suministrada en condiciones deficientes de tensión (artículo 86).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 74).

Artículo 86. Energía suministrada en condiciones deficientes de tensión

La energía suministrada en condiciones deficientes de tensión (ENS) al abonado o usuario corresponde a la totalidad de la energía consumida por el abonado o usuario.

CAPÍTULO XVII TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

Artículo 87. Estudios de tensión

Las empresas distribuidoras deberán de informar a la Autoridad Reguladora, sobre los resultados de los estudios de la calidad de la tensión de servicio efectuados según lo indicado en el artículo 30, conforme a la periodicidad, formato, contenido y estructura de la información que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 88. Registro de perturbaciones

Las empresas distribuidoras deberán mantener actualizado el sistema de registro de las perturbaciones (artículo 63) que ocurren en sus redes, el cual deberá mantenerse disponible para efectos de auditoría por parte de la Autoridad Reguladora cuando ésta así lo requiera.

Artículo 89. Indicadores de continuidad

De acuerdo con lo indicado en el artículo 43, las empresas calcularán los índices de continuidad semestralmente, remitiendo con la periodicidad, formato, contenido y estructura de información que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 90. Registro y tratamiento de perturbaciones

Semestralmente, conforme a la periodicidad, formato, contenido y estructura de la información establecida por la Autoridad Reguladora, las empresas distribuidoras deberán remitir, un informe del tratamiento de las perturbaciones ocurridas en sus redes de distribución, durante el semestre inmediato anterior. Dicho informe deberá incluir un apartado que abarque los aspectos contemplados en el artículo 73.

CAPÍTULO XVIII DISPOSICIONES FINALES

Artículo 91. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario, abonado o empresa eléctrica, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado en los plazos de ley.

Artículo 92. Multas y sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica, será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley No.7593 y leyes conexas.

Artículo 93. Vigencia

Esta norma rige a partir de su publicación en el diario oficial. No obstante la compensación económica a los usuarios regirá dos años después de la puesta en vigencia de esta norma

Artículo 94. Derogación de las normas AR-NT-CSV y AR-NT-CSE y del lineamiento ARMT-CVS

Se derogan las normas AR-NT-CSV “Calidad del suministro eléctrico”, promulgada mediante la resolución RRG-2441-2001 del 21 de diciembre de 2001 y la norma AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico”, promulgada mediante la resolución RRG-2442 del 21 de diciembre de 2001. Se deroga el lineamiento técnico AR-MT-CVS “Metodología para la evaluación de la calidad del voltaje de suministro”, emitido mediante la resolución RRG-2709-2002 del 14 de agosto de 2002.

ANEXO I

Listado de componentes

Sección	Componente
Acometidas	Conductores de acometida Conector Base de Medidor Medidor
Red de baja tensión	Conductor activo Conductor neutro Aislador Puente (Jumper) Transformador
Red de media tensión	Conductor activo Conductor neutro Poste Hilo guarda Ancla Puente (Jumper) Soporte Crucero Aislador Conector
Protección de líneas	Porta fusible Fusible Seccionador Disyuntor Transformador auto protegido Pararrayos

ANEXO II MÉTODO DE VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN.

A continuación se describen las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las pruebas de evaluación de la calidad de la tensión de suministro.

Ubicación y condiciones para realizar la prueba.

La medición y registro de los parámetros físicos de la energía de suministro, se efectuará en puntos de medición sectorial integrada.

La empresa eléctrica, previo a la instalación del equipo de prueba, verificará el buen estado de las conexiones en los terminales del punto de entrega del servicio a evaluar y en el transformador que alimenta el tendido de baja tensión que suplente a dicho servicio, para que éstas no sean un factor influyente en la calidad del registro de datos realizado.

Para la instalación del equipo de prueba, se utilizarán dispositivos apropiados que aseguren una unión firme entre los conductores del equipo y la instalación eléctrica del inmueble y/o en el transformador.

PROGRAMAS DE MEDICIÓN.

Proceso de medición.

El programa de medición corresponde al estudio de la calidad de tensión de suministro en transformadores de distribución y sus redes de baja tensión asociadas, a través de medición instalada en los terminales del equipo de transformación, así como en los servicios que se encuentren ubicados en los extremos de la red secundaria (puntos a medir en extremos) de acuerdo con la configuración topológica de la red de baja tensión y a la cantidad de tramos en paralelo derivados de los terminales del transformador, siendo como mínimo 3 puntos de medición puntual únicos, sin contar el equipo de transformación, logrando disponer de triangulación de la calidad de tensión suministro brindada entre los puntos de medición instalada.

Muestreo estadístico y contabilización de estudios.

La muestra la elegirá la Autoridad Reguladora de manera aleatoria del total de los transformadores activos instalados en las redes de la empresa de distribución de acuerdo con lo señalado en el artículo 31 de esta norma.

Para efectos de estadística se contabilizará como la cantidad de abonados beneficiados, el total de abonados asociados al transformador, para lo cual la empresa enviará un listado de abonados (localizaciones) y de los puntos de medición en extremos del ramal a baja tensión asociados al transformador analizado.

Proceso de verificación de la calidad de servicio.

Para la verificación de la calidad de servicio se debe cumplir los siguientes aspectos:

Calidad de tensión de suministro (VCTS). Verificación de Niveles de tensiones normales de servicio

Para estos efectos se efectuarán al menos tres mediciones puntuales en extremos de la red secundaria y una en los terminales del transformador. Para el caso de los extremos se realizará la medición en el servicio de los abonados que se encuentren conectados a la distancia eléctrica más lejana de los terminales del transformador. Además verificará el buen estado de las conexiones en los terminales de los puntos de medición a instalar (transformador y servicios de abonados). El objetivo de este proceso es determinar la calidad de tensión de suministro entre los equipos de medición instalados, permitiendo definir los niveles de los valores de tensión brindados por la red de baja tensión.

Calidad física de la red (VCFR). Verificación del estado de conexiones de los medidores, redes y acometidas.

Para estos efectos, posterior a la (VCTS), la empresa verificará las condiciones físicas del servicio brindado a los abonados beneficiados, a través de la ejecución de mantenimientos predictivos, preventivos y en caso de ser necesario mantenimiento correctivo de forma que se garantice que todos los servicios conectados a ese transformador queden con condiciones óptimas de servicio.

Estadística y contabilización del programa de medición.

Para efectos de estadística se deberá reportar semestralmente como mínimo:

1. Cantidad de abonados beneficiados con el programa p/transformador. (total de abonados por equipo)
2. Cantidad de revisiones efectuadas de los servicios de abonados asociados al transformador, mantenimiento predictivo/preventivo en puntos de conexión del abonado.
3. Cantidad de equipos de medición instalados por transformador y red de baja tensión
4. Cantidad de servicios de abonados que cumplen/no cumplen con las condiciones físicas requeridas para la prestación de servicio (VCFR).
5. Cantidad de mediciones dentro/fuera de norma (VCTS).
6. Cantidad de mejoras realizadas/pendientes derivadas del proceso de VCTS.
7. Cantidad de mejoras realizadas/pendientes derivadas del proceso de VCFR.
8. Detalle de la causa de anomalías determinadas (regulación, problemas en neutros, balance, conexiones falsas, red no adecuada, entre otros)

(“)

- II.** Derogar las normas técnicas AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico”, emitidas mediante resoluciones RRG-2441-2001 y RRG-2442-2001, ambas del 21 de diciembre de 2001, respectivamente.

- III.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 18 de febrero de 2015, el anexo B del oficio 0014-CAHMNE-2015, que consta en el expediente OT-297-2014 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

Dennis Meléndez Howell, Sylvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López, Adriana Garrido Quesada, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.

1 vez.—Solicitud N° 31713.—O. C. N° 8377-2015.—C-1423560.—(IN2015028108).

RESOLUCIÓN RJD-071-2015

San José, a las quince horas con diez minutos del veintitrés de abril de dos mil quince

**NORMA TÉCNICA REGULATORIA
AR-NT-SUINAC**

**SUPERVISIÓN DE LA INSTALACIÓN Y EQUIPAMIENTO DE ACOMETIDAS
ELÉCTRICAS**

OT-299-2014

RESULTANDO:

- I. Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2444-2001, dictó la norma técnica denominada “Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas” (AR-NTACO) publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-026-2000).
- II. Que el 30 de mayo de 2013, la Contraloría General de la República (en adelante CGR), mediante el informe DFOE-AE-IF-04-2013, apartado 4.5 de disposiciones, ordenó entre otras cosas que el Regulador General y los miembros de Junta Directiva deben: “[...] Emitir y divulgar la normativa técnica de calidad de la energía y de la prestación del servicio eléctrico, así como modificar aquella normativa técnica señalada en los párrafos del 2.92 al 2.133. Remitir a este Órgano Contralor, a más tardar el 16 de diciembre de 2014, el acuerdo de ese órgano colegiado que apruebe la nueva normativa, así como las modificaciones a la existente, e instruya su divulgación a lo interno de la Autoridad Reguladora, a los regulados y usuarios del servicio eléctrico [...]”. (No consta en autos).
- III. Que el 7 de noviembre de 2013, el Regulador General, mediante el memorando 893-RG-2013, designó a “[...] los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación de las Normas Técnicas de Electricidad [...]”. (No consta en autos).
- IV. Que el 16 de diciembre de 2014, la Junta Directiva (en adelante JD), mediante los acuerdos 12-71-2014 y 13-71-2014 de la sesión ordinaria 71-2014, respectivamente ordenó “Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” sometida a audiencia pública mediante acuerdo 05-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-211-2014” y “Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” ”. (Folios del 1 al 28).
- V. Que el 16 de diciembre de 2014, la JD, mediante el oficio 884-SJD-2014, solicitó a la CGR prorrogar al 30 de abril del 2015 el cumplimiento del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013, con el fin de cumplir con los trámites normales que el procedimiento requiere. (No consta en autos).

- VI. Que el 19 de enero de 2015, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 12 y el 21 de enero de 2015 fue publicada en los diarios La Nación y Extra. (Folios 32 y 270, respectivamente).
- VII. Que el 11 de febrero de 2015, la CGR, mediante el oficio DFOE-SD-0473, prorrogó al 30 de abril del 2015 el cumplimiento por parte de Aresep del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013. (No consta en autos).
- VIII. Que el 17 de febrero de 2015, se celebró la audiencia pública para conocer la propuesta de la norma técnica denominada AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, según acta N° 008-2015. (Folios 678 al 696).
- IX. Que el 24 de febrero de 2015, la Dirección General de Atención al Usuario (en adelante DGAU), mediante el oficio 0640-DGAU-2015, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias de la audiencia pública. (Folios del 675 al 677).
- X. Que el 10 de abril de 2015, la comisión ad hoc, mediante el oficio 0013-CAHMNE-2015, remitió a la JD la “[...] propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (Anexo A) [...] tramitada bajo el expediente OT-299-2014 [...]”. (Folios del 721 al 857).
- XI. Que el 13 de abril de 2015, la Secretaría de Junta Directiva (en adelante SJD), mediante el memorando 232-SJD-2015, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR) para su análisis la “[...] Propuesta de la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, remitido por la Comisión ad hoc [...]”. (Folio 858).
- XII. Que el 20 de abril de 2015, la DGAJR, mediante el oficio 321-DGAJR-2015, emitió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, que le fue remitida mediante el memorando 232-SJD-2015. (No consta en autos).
- XIII. Que el 21 de abril de 2015, la SJD, mediante el memorando 250-SJD-2015, remitió a la Comisión Ad Hoc para su análisis el oficio 321-DGAJR-2015. (No consta en autos).
- XIV. Que el 21 de abril de 2015, la comisión ad hoc, mediante el oficio 0017-CAHMNE-2015, remitió nuevamente a la JD la “[...] propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (Anexo A), incluyendo el análisis de posiciones (Anexo B) tramitada bajo el expediente OT-299-2014 [...] incorpora las observaciones [...] externadas mediante el oficio 321-DGAJR-2015 [...]”. (No consta en autos).
- XV. Que el 21 de abril de 2015, la SJD, mediante el memorando 259-SJD-2015, remitió a la DGAJR para su análisis la “[...] propuesta de la norma técnica denominada “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” AR-NT-SUINAC” [...]”. (No consta en autos).
- XVI. Que el 22 de abril de 2015, la comisión ad hoc, mediante el oficio 0019-CAHMNE-2015, remitió “[...] las láminas correspondientes a la propuesta final de la norma técnica AR-NT-

SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, las cuales por error no se remitieron con el oficio 0017-CAHMNE-2015.”. (No consta en autos).

- XVII.** Que el 22 de abril de 2015, la SJD, mediante el memorando 262-SJD-2015, remitió a la DGAJR para su análisis “[...] las láminas correspondientes a la propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” [...]”. (No consta en autos).
- XVIII.** Que el 22 de abril de 2015, la DGAJR mediante el oficio 0331-DGAJR-2015, rindió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” AR-NT-SUINAC-2015, recomendando someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva dicha propuesta de norma técnica, remitida por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0019-CAHMNE-2015.
- XIX.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que en cuanto a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el Anexo B del oficio de la Comisión ad hoc 017-CAHMNE-2015.
- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Aprobar la norma técnica denominada "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" AR-NT-SUINAC, con fundamento en los oficios 0017-CAHMNE-2015 y 0019-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma ad hoc y el oficio 331-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. **2.-** Derogar la norma técnica AR-NT-ACO “Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, emitidas mediante resolución RRG-2444-2001 del 21 de diciembre de 2001. **3.-** Indicar que en oficio 0019-CAHMNE-2015 que consta en el expediente OT-299-2014, a folios 998-1027, se encuentran las figuras correspondientes a la norma AR-NT-SUINAC, para su consulta. **4.-** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 17 de febrero de 2015, lo señalado en el anexo B del oficio 0019-CAHMNE-2015 que consta en el expediente OT-299-2014 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III.** Que en sesión ordinaria 17-2015 del 23 de abril de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de los oficios 0017-CAHMNE-2015 y 0019-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma ad hoc, así como del oficio 331-DGAJR-2015, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I. Aprobar la norma técnica regulatoria denominada "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" AR-NT-SUINAC, con fundamento en los oficios 0017-CAHMNE-2015 y 0019-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma ad hoc y el oficio 331-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

**“Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”
(AR-NT-SUINAC)**

**CAPÍTULO I
GENERALIDADES**

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece las condiciones técnicas que deben observar y cumplir las empresas distribuidoras de energía eléctrica en forma previa a la conexión o reconexión de sus redes con la instalación eléctrica de los edificios de los abonados, en el entendido de que las instalaciones que realicen los abonados, a partir del punto de entrega, son plena responsabilidad de ellos y están establecidos en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011), que en adelante se citará como Código Eléctrico de Costa Rica, y otra normativa que se emita a nivel nacional al respecto.

Su aplicación es obligatoria para todas las empresas de distribución de energía eléctrica, que se encuentren establecidas en el país o que se lleguen a establecer bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Asimismo, la presente normativa técnica fija las distancias de separación entre las redes de distribución y los edificios, con el fin de garantizar las condiciones mínimas de seguridad y protección con que se debe de contar, en salvaguarda de la vida humana y de la propiedad privada.

Esta norma no aplica para instalaciones eléctricas temporales, tales como turnos, circos, conciertos, ferias y otras no permanentes, las cuales se deben regir por lo que establece el Código Eléctrico de Costa Rica.

Las distancias y especificaciones técnicas indicadas en las figuras de esta norma forman parte de esta y son de acatamiento obligatorio.

Artículo 2. Propósito

El propósito de esta norma es definir y describir los aspectos técnicos generales que deben satisfacer las conexiones entre las redes de las empresas distribuidoras y las instalaciones eléctricas de los edificios, estableciendo lineamientos en los siguientes aspectos:

- a. Requerimientos técnicos con respecto a los equipos y a las instalaciones de acometidas a baja y media tensión.
- b. Distancias mínimas de seguridad entre edificaciones y los conductores de líneas eléctricas energizadas a media y baja tensión.

Artículo 3. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta normativa, se aplican las definiciones siguientes:

Accesible: capaz de ser alcanzado fácil y rápidamente para la operación, mantenimiento, reemplazo e inspección, sin necesidad de subir o quitar obstáculos o hacer uso de accesorios tales como: escaleras portátiles o sillas.

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

Acometida eléctrica: los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores en el caso de acometidas a media tensión.

Acometida aérea: acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Acometida subterránea: acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión: nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Bóveda de transformadores: estructura cerrada y ubicada por encima o debajo del nivel de calle, con paredes, techo y piso resistentes al fuego, en cuyo interior se instalan transformadores y su equipo anexo, los cuales no están atendidos permanentemente durante su funcionamiento.

Conductores de acometida: conductores que conectan la red de la empresa distribuidora con los conductores de entrada.

Conductores de entrada: los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde éstos conductores se empalman con los conductores de la acometida.

Conduleta (Botaguas): elemento de un sistema de tuberías, que permite el acceso de conductores al interior de un edificio mediante tapas removibles en las uniones de dos o más tramos de tubería o al final de uno de ellos.

Conexión efectiva a tierra: conexión intencional por la que un circuito eléctrico o equipo se conecta a tierra, por medio de un conductor de baja impedancia, para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas.

Ducto de medidores: caja metálica o de otro material con tapa removible, para el montaje de contadores de energía eléctrica.

Edificio, edificación o construcción: toda estructura que se fije o se incorpore a un terreno; incluye cualquier obra de modificación, remodelación o ampliación que implique permanencia.

Electrodo de puesta a tierra: varilla, placa metálica, anillo o malla artificial enterrada para la conexión efectiva a tierra.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Equipo de medición, contador, instrumento de medición, medidor: Véase sistema de medición.

Espacio de trabajo: área dispuesta alrededor de los equipos de la acometida eléctrica, para facilitar las labores de mantenimiento y maniobra en forma rápida y segura.

Grupo de medidores: determinado número de contadores de energía eléctrica agrupados en un solo punto para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección.

Línea de propiedad: línea que demarca los límites de la propiedad en particular.

Manga termo contráctil: cubierta removible diseñada para el aislamiento confiable, la cual debe contraerse por el flujo de calor a través de su superficie.

Medidores o contadores: instrumentos que registran el consumo de energía, demanda eléctrica o ambos. (Véase sistema de medición)

Medio de desconexión: dispositivos o grupo de dispositivos por los cuales los conductores de un circuito pueden ser desconectados de su fuente de suministro.

Media Tensión: nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor a 100 kV.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Persona calificada: aquel individuo que está facultado para el manejo de equipo eléctrico para el tipo de obras contempladas en esta normativa, y es consciente de los riesgos inherentes a tal actividad.

Punto de entrega: es el lugar físico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Punto de entrega en media tensión: corresponde a los terminales del lado de la carga del medio de desconexión instalado por la empresa eléctrica en la acometida.

Punto de entrega en baja tensión: corresponde a los terminales del lado de la carga del medidor de energía en servicios con medidores hasta clase 320 y hasta los terminales del interruptor principal en los demás servicios.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta tensión/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Sistema de puesta a tierra: es el conjunto de equipos y materiales mediante el cual una instalación eléctrica se conecta a tierra (superficie equipotencial).

Transformador: máquina eléctrica estática que transfiere energía entre dos o más circuitos por medio de inducción electromagnética, comúnmente con el fin de elevar o reducir niveles de tensión y corriente eléctrica, sin variar sus frecuencias.

Transformador sumergible: transformador construido con capacidad de operar satisfactoriamente cuando es sumergido en agua, bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

CAPÍTULO II CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 4. Certificación de componentes de acometida

Los conductores, accesorios y equipo de la acometida deberán cumplir con los requisitos de certificación establecidos en el Código Eléctrico de Costa Rica.

Artículo 5. Número de acometidas

Un edificio o cualquier otra estructura, debe estar servido por una única acometida. No obstante, con la autorización previa de la empresa distribuidora y a solicitud del abonado, se podrá instalar más de una acometida en los siguientes casos:

- a. Cuando se requiera una acometida independiente para el bombeo de agua en un sistema contra incendio.

- b. Cuando se requiera una acometida separada para sistemas de emergencia y sistemas de reserva.
- c. Cuando se requieran diferentes tipos de servicios (monofásico o trifásico) o niveles de tensión.
- d. Donde los requerimientos de demanda de una instalación monofásica sean superiores a los que la empresa distribuidora suministra normalmente para un solo servicio monofásico.
- e. En edificios de gran superficie, cuando éstos se desarrollan en áreas muy extensas.
- f. Cuando se requiera aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Artículo 6. Acometidas separadas de otros edificios

Los conductores de acometidas de una edificación no deben pasar por el interior de otro edificio o estructura aladaña, pero puede, a criterio de la empresa eléctrica, permitirse el paso por el exterior, siempre y cuando se cumplan los demás requisitos de esta norma. (Ver Figura N° 1). En el caso de acometidas subterráneas, su trayectoria comprenderá áreas que permitan el fácil acceso y maniobrabilidad por parte de la empresa distribuidora.

CAPÍTULO III ACOMETIDAS AÉREAS A BAJA TENSIÓN

Artículo 7. Separación vertical sobre techos

Cuando la tensión de alimentación no supere los 600 V, los conductores de la acometida deben tener una separación vertical no menor de 2,5 m. Esta separación debe ser medida desde cualquiera de los puntos de los techos sobre los cuales pasan los conductores energizados.

Cuando la tensión entre conductores no exceda los 300 V, la separación de los conductores (curva de goteo) con respecto al techo puede reducirse hasta 0,45 m, siempre y cuando los conductores de la acometida terminen en una canalización de entrada. (Ver Figura N° 2 A).

No obstante, cuando la pendiente del techo del edificio sea mayor al 33 %, la separación mínima entre los conductores de la acometida (curva de goteo) y el techo mencionado, no debe ser menor a 0,9 m (Ver Figura N° 2 D).

Artículo 8. Longitud de conductores de acometida sobre el techo del edificio

En todos los casos, la longitud de los conductores de la acometida desde el borde del techo del edificio, no podrá exceder de 1,2 m medidos con respecto a dicho borde (Ver Figuras N° 2A y N° 2D).

Artículo 9. Separación vertical del suelo

Las acometidas aéreas no deben ser accesibles a personal no calificado. Cuando la tensión sea menor de 600 V, los conductores de la acometida aérea deben tener las siguientes separaciones mínimas del suelo: (Ver Figura N° 3):

- a. 3 metros: medidos desde el piso terminado (acera) o superficie accesible, hasta el punto de ubicación de los conductores de acometida o hasta la parte inferior de la curva de goteo

(Ver Figuras N° 3 y N° 8), antes de la entrada, o sobre áreas o aceras accesibles sólo a peatones. Esta limitación de distancia aplica solamente para cables de acometidas aéreas soportados y cableados en conjunto con un hilo o cable mensajero desnudo y puesto a tierra, y cuando la tensión medida con respecto a tierra sea limitada a un máximo de 150 V.

- b. 4,6 metros: sobre vía pública en áreas residenciales o comerciales sin tránsito de camiones.
- c. 5,5 metros: medidos desde el punto más bajo de la catenaria que hacen los conductores de la acometida y el centro de la vía pública, áreas residenciales, comerciales e industriales con tránsito de camiones (Ver Figura N° 3).

Cuando se requiera un poste (tiro flojo) de servicio para alcanzar la altura exigida, este deberá ser suministrado por la empresa eléctrica (Ver Figura N° 4).

Alternativamente el abonado podrá instalar una columna de concreto (Ver Figuras N° 5 y N° 6) para ubicar el medidor con protección contra intemperie, mediante alguna lámina metálica que impida la entrada directa de agua. Si la acometida es subterránea y debe atravesar la calle (Ver Figuras N° 6 y N° 15), será responsabilidad plena de la empresa distribuidora y la tubería no deberá ubicarse a una profundidad menor a 0,6 m bajo la calzada de la calle pública.

Artículo 10. Separación de los conductores respecto a aberturas en edificios

Los conductores de acometida instalados como conductores expuestos o cables multiconductores sin una cubierta aislante, deben tener una separación no menor de 0,9 m, de las aberturas de los edificios, tales como: ventanas acondicionadas para abrir, puertas, pórticos, salidas de emergencia, balcones, escaleras, o sitios similares. (Ver Figura N° 7).

Artículo 11. Requisitos de instalación

Las acometidas aéreas deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Incluir un botagua (conduleta) que impida la entrada de agua en la canalización de los conductores de entrada (Ver Figuras N° 2 A, B, C, D, E).
- b. Las separaciones mínimas indicadas en la Figura N° 2 (A, B, C, D y E).
- c. Los conductores de entrada de la acometida deben tener un sobrante con longitud mínima de 0,3 m respecto a la conduleta (Ver Figura N° 8) y N° 9).
- d. Para el caso en que la canalización entre la conduleta y el medidor sea expuesta, se debe usar tubo eléctrico metálico (EMT), tubo metálico intermedio (IMC), tubo metálico rígido (RMC) u otro medio de protección que sea permitido en el artículo correspondiente del Código Eléctrico de Costa Rica.
- e. En ambientes altamente corrosivos, la canalización expuesta debe ser de material resistente a esos tipos de ambientes. La empresa distribuidora podrá indicar el tipo de material a usar, tomando en consideración las características propias de la zona.
- f. Siempre que se garantice el debido soporte a la acometida, se permite canalizar los conductores de la acometida mediante la utilización de tubería metálica flexible (Biex). Cuando esta tubería metálica flexible, se ubique en sitios fuera de la edificación, deberá contar con protección contra intemperie y cumplir con lo indicado en el artículo 32 de esta norma técnica y en lo establecido por el Código Eléctrico de Costa Rica.
- g. Cuando se requiera la fijación de los conductores de la acometida al edificio u otra estructura, deberá hacerse por debajo o por encima de la conduleta siguiendo los requisitos correspondientes a las distancias mostradas en las Figuras N° 2B, 2C y 2E.

- h. Cuando se requiera instalar el medidor y medio de desconexión en una tapia o pared lateral, estos dos equipos deben contar con protección contra intemperie (Ver Figura N° 8). En este caso el tubo embebido en el concreto de la tapia o pared debe ser de PVC y el expuesto debe ser metálico rígido (EMT, IMC o RMC).
- i. En aquellos casos en que se utilice una caja para la ubicación del medidor y para el interruptor o medio de desconexión (ver Figura N° 9), la canalización debe efectuarse directamente hasta el medidor, evitando dejar los conductores de entrada energizados accesibles a contactos accidentales.
- j. Los conductores de entrada de fase y neutro se instalarán en la misma canalización y sin empalmes en el interior del tubo usado como protección mecánica de los conductores.
- k. La conduleta, los accesorios y los conductores de entrada hasta el medidor (parte superior del medidor) y los conductores y accesorios, que van desde el medidor (parte inferior del mismo) hasta el medio desconexión, deben ser suplidos e instalados bajo la responsabilidad del abonado.

Artículo 12. Calibre de los conductores

Los conductores de entrada no deben ser de calibre menor a:

- a. No. 4, AWG para cobre o al No. 2, AWG para aluminio, o sus equivalentes en mm² para viviendas unifamiliares en alimentación monofásica trifilar.
- b. No. 6, AWG para cobre o al No. 4, AWG para aluminio o sus equivalentes en mm² para otras instalaciones en alimentación monofásica trifilar.

Artículo 13. Dispositivos de conexión

La conexión entre los conductores de entrada y los conductores de la acometida, deberá de efectuarse de tal forma que se asegure un contacto firme entre éstos. Para lograr este objetivo, la empresa distribuidora deberá utilizar los dispositivos de conexión adecuados.

CAPÍTULO IV ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN BAJA TENSION

Artículo 14. Calibre de los conductores

Los conductores de entrada no deben ser de calibre menor a:

- a. No. 4, AWG para cobre o al No. 2, AWG para aluminio, o sus equivalentes en mm² para vivienda unifamiliares en alimentación monofásica trifilar.
- b. No. 6, AWG para cobre o al No. 4, AWG para aluminio o sus equivalentes en mm² para otras instalaciones en alimentación monofásica trifilar.

Artículo 15. Identificación en dispositivos de conexión

Cuando se utilice un mismo dispositivo de conexión para la instalación de varios servicios eléctricos, éste deberá ser de la capacidad y el tipo adecuado para su uso, identificando los conductores energizados (incluyendo el neutro), y el conductor de puesta a tierra, de cada servicio eléctrico, con una etiqueta impermeable marcada en forma visible, legible y permanente fijada con una gaza plástica y ubicada contiguo a la manga termo contráctil (Ver Figura 10).

Artículo 16. Cajas de registro

Las características constructivas de las cajas de registro usadas para la ubicación de los dispositivos de conexión, que deben contar con cierres que impidan el acceso a personal no autorizado, tendrán los requerimientos constructivos que defina la empresa eléctrica.

CAPÍTULO V EDIFICIOS UNIFAMILIARES O DE OCUPACIÓN SIMPLE

Artículo 17. Separación vertical del medidor respecto al suelo

En las acometidas aéreas de baja tensión, el medidor debe quedar instalado a una altura no menor que 1,75 m. y no mayor que 2 m, utilizando como referencia el punto medio del medidor, sobre el nivel del suelo, ver figuras N° 11, N° 12 y N° 13.

Son condiciones de excepción para la ubicación del medidor los siguientes casos:

- a. Edificios que cuentan con elementos constructivos tales como: cortinas metálicas, herrajes o portones, que por sus características impiden la ubicación del medidor a la altura indicada. En estos casos, la altura de ubicación del medidor no debe ser superior a 2,5 m respecto al nivel del suelo.
- b. Edificaciones localizadas en zonas reconocidas como de alto riesgo de inundación y tipificadas en esa condición por la Comisión Nacional de Prevención de Riesgos y Atención de Emergencias (CNE). En estos casos, la altura de ubicación del medidor no debe ser superior a 3 m respecto al nivel del suelo
- c. En el caso de acometidas subterráneas, el sistema de medición puede quedar instalado, previa autorización de la empresa eléctrica, a una altura igual o superior a 0,8 m del nivel del suelo (Ver Figura N° 14).
- d. Otras situaciones no contempladas anteriormente y que estén debidamente justificadas ante la empresa distribuidora. En estos casos la empresa distribuidora indicará los requerimientos a cumplir para el equipo de medición.

Para aquellos sistemas de medición que se ubiquen a una altura inferior a 1,75 m, se debe contar con las medidas de protección adecuadas, para evitar daños por efectos del paso de transeúntes o vehículos. De igual forma se deberá prever el acceso y el espacio adecuado para las labores de lectura, inspección, sustitución o mantenimiento por parte del personal de la empresa eléctrica.

Artículo 18. Ubicación del equipo de medición

Todo sistema de medición que se instale para un servicio nuevo, cambio de tipo de servicio o traslado interno, debe colocarse en el límite de propiedad, en un lugar de fácil acceso para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección. El sitio de instalación debe estar ubicado con frente a vía pública y sobre una superficie firme y plana (Ver Figuras N° 5, N° 6, N° 9, N° 12 y N° 13).

Se exceptúa de lo anterior, los casos en los que por las características de la red de suministro eléctrico o por seguridad resulte más adecuado, previa autorización de la empresa distribuidora,

ubicar el equipo de medición en un punto localizado dentro del límite de la propiedad, siempre que no impida al personal técnico de la empresa eléctrica leer, inspeccionar, reemplazar o dar mantenimiento al medidor.

Si el medidor se coloca en un muro, verja o poste, éste deberá instalarse dentro de una caja debidamente protegida contra la intemperie (preferiblemente certificada NEMA 3R o IP 65); en lo que corresponda a los materiales y dimensiones se ajustará a lo que establezca la empresa distribuidora que brindará el futuro servicio. Si el medidor se instala en un muro, verja, poste (Figura N° 16), o empotrado en la pared, debe quedar bien aplomado, nivelado y protegido (Ver Detalles en las Figuras N° 5, N° 6, N° 9, N° 11, N° 12, N° 13, N° 15 y N° 16).

En caso de que el medidor deba instalarse en un poste o columna, su instalación debe realizarse de manera que se asegure el soporte de la acometida (Ver Figura N° 16). La empresa distribuidora fijará las características del poste, tomando en consideración las condiciones topográficas de la zona.

En aquellos edificios que se encuentren en terrenos localizados por debajo o por encima del nivel de la calle pública, el medidor debe ubicarse en el punto más cercano al nivel de la vía pública (Ver Figura N° 17 A y B).

Los medidores que se coloquen fuera de las edificaciones (Ver Figura N° 13) o en paredes que den hacia calle pública (Ver Figura N° 12), deben estar debidamente protegidos contra la intemperie (preferiblemente certificada NEMA 3R o IP65), el vandalismo y el robo, según los criterios de protección que defina la empresa distribuidora en común acuerdo con el abonado. Los interruptores, ductos, paneles y sistemas de puesta a tierra, no deberán quedar en áreas públicas.

CAPÍTULO VI MEDIDORES EN EDIFICIOS DE OCUPACIÓN MÚLTIPLE

Artículo 19. Acometida única

En aquellos edificios de ocupación múltiple que tengan dos o más abonados o usuarios independientes, los medidores deben estar agrupados y servidos por una única acometida. Cuando se trate de un mínimo de dos y un máximo de seis servicios, que se ubiquen en locales o viviendas individuales, se agrupen en un solo lugar y alimenten cargas separadas, éstos deberán alimentarse desde un único conjunto de conductores de acometida y a través de conductores de entrada independientes para cada local o vivienda (Ver Figura N° 18); o bien, alimentarse desde un único juego tanto de conductores de acometida como de conductores de entrada (Ver Figura N° 19).

Artículo 20. Ubicación del equipo de medición

Los medidores deben colocarse en un ducto o panel de medidores en un lugar de fácil acceso para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección y sobre una superficie firme y plana. La cantidad de medidores y medios de desconexión, debe estar de acuerdo con el número de servicios eléctricos a medir en forma independiente, asimismo, debe tomarse en cuenta que el espacio donde se ubiquen, tenga suficiente iluminación y espacio libre (0,9 m mínimo desde el borde del panel) para que el personal de la empresa distribuidora, pueda trabajar sin limitaciones. (Ver Figura N° 20). Este espacio deberá ser mínimo de 0,9 m en todo el frente de los grupos de medidores.

Cuando en el interior de edificios de ocupación múltiple se coloquen paneles de medidores, éstos pueden estar ubicados en el primer piso, en el sótano, o por piso (Ver Figuras N° 20 y 21).

Los paneles o ductos de medidores que se coloquen en áreas externas a los edificios deben estar protegidos contra la intemperie (a prueba de lluvia y rayos solares). En este caso la empresa distribuidora debe advertir al abonado que debe proteger estos paneles o ductos contra vandalismo o robo.

Artículo 21. Separación vertical desde el suelo

Para edificaciones de más de 6 servicios, los medidores deben instalarse en un panel de medición donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figura 23).

Para edificaciones de 6 servicios o menos, los medidores se pueden instalar en un panel o ducto vertical, donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figuras N°22 y N° 23), o en un ducto horizontal, donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 1,75 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Figura N°24).

Artículo 22. Identificación

Cada servicio eléctrico deberá ser identificado con números o letras, con materiales que defina la empresa de distribución eléctrica, que permitan asociar cada local, vivienda o apartamento con el medidor e interruptor principal correspondiente. De la misma manera, los conductores energizados, el neutro y el conductor de puesta a tierra, tanto para la alimentación general, como para la alimentación de cada servicio, deben ser identificados. Para ello, el aislamiento del neutro será de color blanco, la tierra de color verde y los conductores energizados de cualquier otro color.

Artículo 23. Bases para medidores

Las bases para medidores, deben ser conectadas mediante tubo eléctrico metálico (EMT), tubo metálico intermedio (IMC) o tubo metálico rígido (RMC) al ducto firmemente y con conectores adecuados, debiendo ser el tubo adecuado para la base y de materiales resistentes a la corrosión, según el medio ambiente en el cual se va a instalar. (Ver Figura N° 26). El trayecto de la alimentación eléctrica al ducto para medidores, no podrá tener cajas de registro a lo largo de él, No obstante, en caso necesario, deberán ser autorizadas por la empresa distribuidora y contar con el sello respectivo de ésta. Las bases de los medidores deben cumplir con las especificaciones de la norma ANSI C12.7.

CAPÍTULO VII MEDIOS DE DESCONEXIÓN

Artículo 24. Medios de desconexión

Toda acometida eléctrica de un edificio o estructura deberá tener un medio de desconexión apropiado, conforme a lo que estipula el Código Eléctrico. El medio de desconexión deberá ubicarse lo más cercano posible al sistema de medición. Los medios de desconexión que se ubiquen en áreas externas al edificio deberán contar con protección contra intemperie o estar ubicados en gabinete a prueba de lluvia y de rayos solares.

CAPÍTULO VIII

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Artículo 25. Condiciones del sistema de puesta a tierra

Todo edificio o estructura deberá tener un único sistema de puesta a tierra. Es responsabilidad del abonado que las características cumplan en todo momento con la reglamentación nacional vigente en materia de seguridad de la vida y la propiedad.

Artículo 26. Ubicación del electrodo del sistema de puesta a tierra

El electrodo del sistema de puesta a tierra deberá ubicarse lo más cercano posible al medio de desconexión y dentro de la propiedad del abonado. El punto de conexión del electrodo debe ser accesible para inspección, pruebas y mantenimiento (Ver Figuras N° 27).

Artículo 27. Conexión efectiva a tierra de las partes metálicas de la acometida

Todas las partes metálicas del equipo de acometida deberán contar con una conexión efectiva a tierra. Esta conexión puede efectuarse mediante canalización metálica, cubierta metálica, conductor eléctrico (puente de unión) o una combinación de éstos, que brinde la conexión efectiva a tierra. En los casos que se utilice canalización en tubería metálica flexible, debe ubicarse un puente de unión firme, entre ambos extremos de la tubería.

CAPÍTULO IX

DISTANCIAS MÍNIMAS

Artículo 28. Distancias mínimas entre redes aéreas y las edificaciones

Tanto en la instalación de redes de distribución eléctrica, como en la construcción de las edificaciones, se debe cumplir con las separaciones mínimas que deben existir entre los conductores y cualquier parte de un edificio (plataformas, balcones, marquesinas, aleros, entre otros) indicadas en las Figuras N°28 y N° 29.

Las distancias de separación entre los edificios y las redes de distribución eléctrica, son aplicables considerando que ninguna parte del edificio debe quedar dentro del arco formado entre las longitudes establecidas vertical (V) y horizontalmente (H) con respecto al conductor energizado en observación. Además ninguna parte del edificio debe quedar bajo o sobre las líneas eléctricas.

CAPÍTULO X

ACOMETIDAS A MEDIA TENSIÓN

Artículo 29. Servicios a media tensión

Los servicios brindados a media tensión requerirán la utilización de transformadores secos, de pedestal o sumergibles. También se permite el uso de transformadores convencionales, para lo cual se requiere la construcción de una bóveda o recinto cerrado para albergar el o los transformadores de media a baja tensión. En cualquier caso los transformadores deberán ubicarse dentro de la propiedad del abonado. El medio de desconexión en media tensión debe ubicarse lo más cercano posible al sistema de medición y ambos deben estar localizados en el límite de la propiedad. (Ver figuras N° 30 y N° 31).

CAPÍTULO XI DISPOSICIONES FINALES

Artículo 30. Condiciones de seguridad

Equipos de control y medición: no se permite la ubicación de tableros, paneles de control o medidores dentro de los recintos, gabinetes o bóvedas para transformadores, excepto que se trate de equipos modulares especialmente diseñados para operar en estos recintos, gabinetes o bóvedas. Aún en este último caso, se requiere la aprobación por parte de la empresa distribuidora, que a su vez podrá realizar o solicitar la realización de las pruebas requeridas para garantizar que estos equipos cumplen con lo establecido en esta norma.

Señales de advertencia: por seguridad, se deben instalar avisos de advertencia de peligro en los lugares donde se instalen bóvedas, recintos cerrados, transformadores secos o de pedestal.

Artículo 31.

La Autoridad Reguladora efectuará directamente por su cuenta o mediante la contratación de terceros, la fiscalización de las condiciones de la instalación y equipamiento de las acometidas eléctricas.

Artículo 32. Modificaciones de la acometida

Cualquier modificación o traslado de ductos para medidores en uso, deberá acogerse a lo indicado en esta disposición o en cualesquiera otras, que sobre el particular llegara a dictar la Autoridad Reguladora.

Artículo 33. Resguardo de partes energizadas

Las partes energizadas de la acometida deben estar cubiertas, de tal forma que no estén expuestas a contactos accidentales, asimismo, todos los gabinetes metálicos del equipo, deberán ser conectados firmemente a tierra.

Las partes energizadas que no estén cubiertas deben instalarse dentro de un cuadro o tablero de distribución o caja de conexiones.

Artículo 34. Responsabilidad de las empresas

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de verificar el fiel cumplimiento de esta norma y la obligación de cumplir con los artículos 4.c y 5.1.3 del Decreto Ejecutivo 36979-MEIC y sus reformas.

Artículo 35. Responsabilidad de los abonados

Es responsabilidad de los abonados atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento con esta norma.

Artículo 36. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier empresa participante del negocio eléctrico, abonado o usuario ante conflictos en materia de interpretación y aplicación de esta normativa, podrá recurrir a la Autoridad Reguladora, quien resolverá sobre el asunto, de acuerdo con los términos de la Ley N° 7593.

Artículo 37. Sanciones

Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente norma, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas

Artículo 38. Vigencia

Esta norma rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

Artículo 39. Derogación de la norma AR-NT-ACO

Se deroga la norma AR-NT-ACO “Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” promulgada mediante resolución RRG-2444-2001 del 21 de diciembre de 2001.

- II.** Derogar la norma técnica AR-NT-ACO “Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, emitidas mediante resolución RRG-2444-2001 del 21 de diciembre de 2001.
- III.** Indicar que en oficio 0019-CAHMNE-2015 que consta en el expediente OT-299-2014, a folios 998-1027, se encuentran las figuras correspondientes a la norma AR-NT-SUINAC, para su consulta.
- IV.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 17 de febrero de 2015, lo señalado en el anexo B del oficio 0019-CAHMNE-2015 que consta en el expediente OT-299-2014 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

Dennis Meléndez Howell, Silvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López, Adriana Garrido Quesada, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.

RESOLUCIÓN RJD-072-2015

San José, a las quince horas del veintitrés de abril de dos mil quince

NORMA TÉCNICA REGULATORIA AR-NT-SUCOM SUPERVISIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN

OT-0300-2014

RESULTANDO:

- I. Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2443-2001, dictó la norma técnica denominada “Prestación del servicio de distribución y comercialización” (AR-NT-SDC) publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-021-2000).
- II. Que el 30 de mayo de 2013, la Contraloría General de la República (CGR), mediante el informe DFOE-AE-IF-04-2013, apartado 4.5 de disposiciones, ordenó entre otras cosas que el Regulador General y los miembros de Junta Directiva deben: “[...] Emitir y divulgar la normativa técnica de calidad de la energía y de la prestación del servicio eléctrico, así como modificar aquella normativa técnica señalada en los párrafos del 2.92 al 2.133. Remitir a este Órgano Contralor, a más tardar el 16 de diciembre de 2014, el acuerdo de ese órgano colegiado que apruebe la nueva normativa, así como las modificaciones a la existente, e instruya su divulgación a lo interno de la Autoridad Reguladora, a los regulados y usuarios del servicio eléctrico [...]”. (No consta en autos).
- III. Que el 7 de noviembre de 2013, el Regulador General, mediante el memorando 893-RG-2013, designó a “[...] los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación de las Normas Técnicas de Que electricidad [...]”. (No consta en autos).
- IV. Que el 16 de diciembre de 2014, la Junta Directiva (en adelante JD), mediante los acuerdos 14-71-2014 y 15-71-2014 de la sesión ordinaria 71-2014, respectivamente ordenó “Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” sometida a audiencia pública mediante acuerdo 03-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-212-2014” y “Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” ”. (Folios del 1 al 41).
- V. Que el 16 de diciembre de 2014, la JD, mediante el oficio 884-SJD-2014, solicitó a la CGR prorrogar al 30 de abril del 2015 el cumplimiento del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013, con el fin de cumplir con los trámites normales que el procedimiento requiere. (No consta en autos).
- VI. Que el 19 de enero de 2015, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 12 y el 21 de enero de 2015 fue publicada en los diarios La Nación y Extra. (Folios 237 y 241, respectivamente).

- VII.** Que el 11 de febrero de 2015, la CGR, mediante el oficio DFOE-SD-0473, prorrogó al 30 de abril del 2015 el cumplimiento por parte de Aresep del apartado 4.5 de disposiciones del informe DFOE-AE-IF-04-2013. (No consta en autos).
- VIII.** Que el 18 de febrero de 2015, se celebró la audiencia pública para conocer la propuesta de la norma técnica denominada AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”, según acta N° 011-2015. (Folios 688 al 716).
- IX.** Que el 26 de febrero de 2015, la Dirección General de Atención al Usuario (en adelante DGAU), mediante el oficio 0661-DGAU-2015, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias de la audiencia pública. (Folios del 717 al 720).
- X.** Que el 20 de abril de 2015, la Comisión Autónoma Ad-hoc, mediante el oficio 0016-CAHMNE-2015, remitió a la JD la “[...] *propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” (Anexo A) [...] tramitada bajo el expediente OT-300-2014 [...]”*. (No consta en autos).
- XI.** Que el 20 de abril de 2015, la Secretaría de Junta Directiva (en adelante SJD), mediante el memorando 248-SJD-2015, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR) para su análisis la “[...] *propuesta de la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”, remitido por la Comisión Autónoma Ad-hoc [...]”*. (No consta en autos).
- XII.** Que el 21 de abril de 2015, la DGAJR, mediante el oficio 325-DGAJR-2015, emitió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCOM “*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*”, que le fue remitida mediante el memorando 248-SJD-2015. (No consta en autos).
- XIII.** Que el 22 de abril de 2015, la SJD, mediante el memorando 261-SJD-2015, remitió a la Comisión Autónoma Ad-hoc para su análisis el oficio 325-DGAJR-2015. (No consta en autos).
- XIV.** Que el 22 de abril de 2015, la Comisión Autónoma Ad-hoc, mediante el oficio 0018-CAHMNE-2015, remitió nuevamente a la JD la “[...] *propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” (Anexo A), incluyendo el análisis de posiciones (Anexo B) tramitada bajo el expediente OT-300-2014 [...] incorpora las observaciones [...] externadas mediante el oficio 325-DGAJR-2015 [...]”*. (No consta en autos).
- XV.** Que el 22 de abril de 2015, la SJD, mediante el memorando 265-SJD-2015, remitió a la DGAJR para su análisis la “[...] *propuesta final de la norma técnica AR-NT-SUCOM Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión [...]”*. (No consta en autos).
- XVI.** Que el 23 de abril de 2015, la DGAJR mediante el oficio 0335-DGAJR-2015, rindió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” AR-NT-SUCOM-2015, recomendando someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva dicha propuesta de norma técnica, remitida por la Comisión Autónoma Ad Hoc, mediante el oficio 0018-

CAHMNE-2015 y comunicar a la Contraloría General de la República, la presente resolución.

XVII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que en cuanto a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el Anexo B, del oficio 018-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma Ad Hoc (no consta en autos).
- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Aprobar la norma técnica denominada Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCOM, con fundamento en el oficio 0018-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma Ad-Hoc y el oficio 335-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. 2.- Derogar la norma técnica AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, emitida mediante resolución RRG-2443-2001 del 21 de diciembre de 2001. 3.-Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 18 de febrero de 2015, lo señalado en el anexo B del oficio 0018-CAHMNE-2015, que consta en el expediente OT-300-2015 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso; tal y como se dispone.
- III.** Que en sesión ordinaria 17-2015 del 23 de abril de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 018-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma Ad-hoc y el oficio 335-DGAJR-2015 del 23 de abril de 2015, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I.** Aprobar la norma técnica regulatoria denominada “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” AR-NT-SUCOM, con fundamento en el oficio 0018-CAHMNE-2015 de la Comisión Autónoma Ad hoc y el criterio 335-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

(“

“Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”

AR-NT-SUCOM

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma técnica establece las condiciones bajo las cuales se brindará el servicio eléctrico en sus etapas de distribución y de comercialización, comprendiendo los aspectos técnicos, comerciales, tarifarios y contractuales del servicio.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas de distribución y comercialización que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Artículo 2. Propósito

Que el propósito de la presente norma es, definir y describir, las condiciones técnicas, comerciales, contractuales y de desempeño que rigen para la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, en las siguientes áreas:

- a. Técnica: condiciones y responsabilidades de las partes en la interconexión de la instalación eléctrica de la edificación y la red eléctrica de la empresa.
- b. Comercial: lectura, facturación, cobro, suspensión del servicio, clasificación y aplicación del régimen tarifario y otras actividades relacionadas con la venta o comercialización de la energía eléctrica.
- c. Régimen contractual en la prestación del suministro eléctrico: derechos y obligaciones de las empresas, abonados y usuarios.
- d. Desempeño en el régimen comercial de las empresas distribuidoras y comercializadoras

Artículo 3. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las siguientes definiciones:

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

Acometida eléctrica: los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores, en el caso de acometidas a media tensión.

Acometida aérea: acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Acometida subterránea: acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Adecuación de la red: acondicionamiento de la red de distribución con el fin de dotarla de capacidad para distribuir y suministrar energía eléctrica según requerimientos de los abonados y usuarios de conformidad con la normativa técnica establecida por la Autoridad Reguladora.

Alta tensión (abreviatura: AT): nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230kV.

Área de concesión: área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Avería: cualquier daño, deterioro o cambio no deseado en las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia la pérdida o disminución de su funcionalidad.

Baja Tensión (abreviatura BT): nivel de tensión igual o menor de 1kV.

Calidad de la energía: Se refiere a las características técnicas (físicas) con que la energía eléctrica se entrega a los abonados o usuarios en función de sus requerimientos e involucra la continuidad con que ésta se ofrece.

Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la tensión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.

Capacidad de un conductor: la corriente máxima en Ampere, que un conductor puede transportar continuamente bajo condiciones de uso normal, sin exceder su temperatura nominal de operación.

Capacidad eléctrica instalada: capacidad de una red de distribución para responder a la demanda de potencia y energía en ausencia de condiciones excepcionales debidas a caso fortuito o fuerza mayor.

Carga instalada: es la suma total de las potencias, en kVA, de los aparatos eléctricos instalados en una edificación según los datos nominales indicados en la placa o manual técnico. Cuando haya duda sobre los datos consignados en las placas o manuales técnicos, sus potencias demandadas en operación normal serán determinadas mediante medición.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Comercialización: actividad de venta de energía eléctrica para uso final, que comprende la medición, lectura, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Condominio: Inmueble susceptible de aprovechamiento independiente por parte de distintos propietarios, con elementos comunes de carácter indivisible.

Conductores de entrada: los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde se empalman con los conductores de la acometida.

Confiabilidad: es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a un área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (por ejemplo: salida de líneas eléctricas, subestaciones, centrales eléctricas).

Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: documento de acuerdo suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.

Consumo: es la energía eléctrica en kWh consumida por un dispositivo, carga o sistema en un intervalo dado.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Depósito en Garantía: monto de dinero que debe depositarse como garantía de cumplimiento de las obligaciones comerciales adquiridas en la firma de un contrato para el suministro de energía eléctrica.

Edificio, edificación o construcción: toda estructura que se fije o se incorpore a un terreno; incluye cualquier obra de modificación, remodelación o ampliación que implique permanencia.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Extensión de línea: obra de infraestructura eléctrica que consiste en extender las líneas eléctricas de distribución propiedad de la empresa en los casos en que la entrega de la energía deba realizarse a más de 40 metros de distancia del último poste del tendido eléctrico de red a baja o media tensión, sobre la vía pública.

Factor de potencia: es la relación o razón entre la potencia real y la aparente.

Falla: cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como vientos, lluvias, huracanes, tornados, movimientos sísmicos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Interrupción: pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado.

Instalación Interna: instalación eléctrica colocada después del punto de entrega.

Media Tensión: nivel de tensión mayor a 1kV pero menor a 100kV.

Nivel de servicio: es la clasificación general de la instalación del abonado o usuario, dependiendo de las características de tensión de suministro, uso de la energía y consumo del servicio, así como de la carga a conectar.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Pérdidas por transformación: energía que consume el transformador durante su operación.

Perturbación: una perturbación eléctrica describe el total acontecimiento que se inicia con una avería y termina con el restablecimiento de las condiciones normales de operación de la red de distribución y por ende de las condiciones previas a la avería, en lo que respecta a la calidad en el suministro eléctrico.

Punto de entrega: es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Queja: gestión presentada por un abonado o usuario, para que se le solucione un problema o que se resarzan los daños ocasionados por la calidad del suministro eléctrico.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta tensión/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Reporte de perturbación: reporte realizado por el abonado o usuario a la empresa eléctrica, por la percepción de problemas en el suministro del servicio eléctrico.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y en las condiciones para su comercialización.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Tarifa: precios o conjunto de precios fijados por la ARESEP para la venta de energía y potencia eléctrica.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Uso ilícito de energía: cualquiera de las formas o metodologías utilizadas por un abonado o usuario para evadir o distorsionar el registro, en forma parcial o total de la energía utilizada y la potencia eléctrica demandada en un mueble o edificación.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

CAPÍTULO II

CONDICIONES TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 4. Planificación y operación

Las empresas distribuidoras deberán diseñar, construir, operar y mantener sus redes, para asegurar el suministro de energía conforme a las características de continuidad, frecuencia y tensión de suministro, contempladas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, vigente, y que no representen peligro para personas ni propiedades, según lo dispuesto en los artículos 4° inciso d) y 14 incisos a), y b) de la ley N° 7593 y sus reformas.

Artículo 5. Cambio de nivel de media tensión de distribución

Cuando la empresa distribuidora requiera modificar el nivel de media tensión de distribución, en determinada zona, deberá informar con anticipación a los abonados o usuarios servidos en media tensión y sustituir por su cuenta, el equipo de las acometidas de estos servicios, así como el equipo de transformación y protección asociado.

Artículo 6. Instalaciones internas en las edificaciones

Las empresas distribuidoras informarán, con los medios que considere convenientes, a los abonados o usuarios los requisitos que, de acuerdo con las características de la red, se deben cumplir para la construcción y uso de instalaciones eléctricas en las edificaciones, de tal modo que los equipos instalados y operados en ellas se ajusten a los valores de tensión y frecuencia nominales de dicha red y soporten las perturbaciones normales que ocurran en la red de distribución, tal y como lo establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, vigente. La instalación de la acometida deberá cumplir con lo que establece la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) y la instalación interna deberá cumplir con lo establecido en el "Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC).

Artículo 7. Perturbaciones causadas por el abonado o usuario

Si la empresa distribuidora comprueba deficiencias en la calidad del suministro eléctrico que reciben algunos de sus abonados o usuarios, debido a la operación de los equipos eléctricos o al estado de la instalación eléctrica de la edificación utilizada por otros abonados o usuarios, deberá notificarles a quienes provocan la deficiencia, con el fin de que corrijan la situación que genera el deterioro de la calidad de la energía suministrada por la empresa.

Se concederá un plazo de hasta 30 días hábiles (dependiendo de la severidad de las perturbaciones) al usuario o abonado para la corrección. Si transcurrido el plazo las anomalías persisten la empresa distribuidora podrá suspender el servicio eléctrico al abonado o usuario hasta tanto, a satisfacción de la empresa distribuidora, cumpla con los requerimientos solicitados para solventar la situación, de conformidad con los requisitos establecidos por las normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

En servicios monofásicos, servidos a baja tensión con una demanda inferior a 50 kVA o en servicios trifásicos a baja tensión con una demanda inferior a 150 kVA, cuando para eliminar o minimizar las perturbaciones producidas por el abonado o usuario en la red de la empresa se requiera la instalación de un transformador de uso exclusivo, éste deberá ser suplido por el abonado o usuario y cedido a la empresa eléctrica que asumirá los costos de mantenimiento y sustitución por fallas de dicho equipo.

En el caso de que el usuario no quiera ceder el equipo de transformación a la empresa eléctrica, se deberá suscribir una adenda al contrato de servicio entre las partes, en el que se indique que los costos de operación y sustitución por fallas de ese equipo corren por cuenta y riesgo del abonado o usuario y que además, la facturación del abonado o usuario será sobre facturada en un 2%, correspondiente a las pérdidas de transformación. Así mismo el transformador se instalará en el predio del abonado.

Artículo 8. Despeje de líneas aéreas

La empresa eléctrica, de conformidad con los principios legales que rigen la materia, tiene el deber de velar, vigilar y coordinar las labores pertinentes, bajo costo de la empresa, para que los obstáculos que pueden afectar las redes aéreas, sean removidos o eliminados, de tal modo que no interfieran con la calidad, continuidad y cantidad del suministro eléctrico. En el caso de que el abonado, usuario o dueño de la propiedad impida el retiro de los obstáculos deberá cubrir los costos para cambiar el tipo de conductor a semi-aislado, reubicar la red y otros en que deba incurrir la empresa eléctrica para contrarrestar los efectos de los obstáculos sobre la red.

Cuando el usuario necesite realizar trabajos en su propiedad que puedan dañar u obstaculizar la red deberá coordinarlos con la empresa y cubrir los costos de la protección necesaria.

Artículo 9. Aviso de suspensión del servicio

Cuando la empresa distribuidora requiera realizar suspensiones programadas para trabajos de mantenimiento, deberá avisar a los abonados y usuarios, conforme a lo estipulado en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente.

Artículo 10. Del mantenimiento de transformadores

Los abonados o usuarios, que tengan instalados transformadores para uso particular, están en la obligación de brindarle el mantenimiento correspondiente a dichos transformadores y sus equipos complementarios, para que ante un daño en ellos, no se afecte la red de la empresa eléctrica. En caso de que se presenten fallas en dichos equipos que afecten la red de la empresa eléctrica, el abonado o usuario, debe correr con los gastos en que incurra la empresa eléctrica en la reparación de sus instalaciones.

Que el abonado o usuario deberá instalar por su cuenta la debida protección de los conductores de acometida a media tensión, de acuerdo con lo que le indique la empresa distribuidora.

Artículo 11. Ajuste por desequilibrio de carga

Si la empresa eléctrica determina que el desequilibrio entre fases en la instalación eléctrica de una edificación servida en forma trifásica, excede del 10% de la corriente entre dos de ellas en un periodo de 7 días naturales, lo hará saber al abonado o usuario, indicándole entre cuales fases se presenta el problema y dándole un plazo de 30 días naturales para que arregle la instalación de tal manera que la carga quede repartida uniformemente entre las tres fases, con la tolerancia indicada. De no efectuarse la corrección la empresa facturará mensualmente el triple del consumo y de la demanda de la fase más cargada. La empresa, al notificar al abonado o usuario el desequilibrio de fases, precisará cuál es la corriente correspondiente a cada una de ellas.

Artículo 12. Continuidad del suministro eléctrico

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 13. Calidad de la tensión de suministro

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 14. Punto de entrega

En general el servicio eléctrico se brindará desde un único punto de entrega y a través de un sistema de medición, el cual deberá cumplir con lo establecido en el artículo 35 de esta norma. Sin embargo, el abonado podrá solicitar dos o más puntos de entrega cuando se den los casos de excepción contemplados en la norma AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente. La empresa eléctrica valorará la viabilidad técnica y económica para brindar varios puntos de entrega y de existir, se deberá suscribir el contrato correspondiente entre las partes. En estos casos los puntos de entrega se tratarán comercialmente de forma unificada, facturando y aplicando la tarifa correspondiente, como un único servicio.

Artículo 15. Responsabilidad

Que el punto de entrega define la frontera entre la red eléctrica de distribución y la instalación interna. La red eléctrica de distribución es responsabilidad de la empresa distribuidora, y la instalación interna es responsabilidad del abonado o usuario.

Artículo 16. Uso de plantas de emergencia

Los abonados o usuarios que posean y operen plantas de emergencia deberán garantizar que bajo ninguna circunstancia operarán en paralelo con la red eléctrica y deberán dotar a los grupos electrógenos de las protecciones necesarias y pertinentes de tal forma que se garantice la desconexión, inmediata en caso de operación en paralelo. Que el incumplimiento de esta disposición obligará a que el abonado o usuario asuma los daños y perjuicios que ocasione.

CAPÍTULO III

CONDICIONES DE COMERCIALIZACIÓN

Artículo 17. Requisitos previos de las instalaciones eléctricas

Las empresas distribuidoras y comercializadoras deberán verificar que las acometidas eléctricas, cumplan con lo que establece la norma "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC) vigente, la presente norma y las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto. Además las empresas deberán acatar lo indicado en el inciso c del artículo 4 y el inciso 5.1.3 del artículo 5 del Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad.

Artículo 18. Conductores de acometida

La empresa eléctrica cubrirá el costo de los conductores de acometida aérea en baja tensión cuando se cumplan las tres condiciones siguientes:

- a. La longitud no exceda de 40 metros sobre vía pública.
- b. No se requieran conductores de una capacidad mayor a 150 Ampere.
- c. No existan edificaciones anteriores al punto de entrega.

Cuando se determine, previo estudio técnico, que el servicio requiere conductores de acometida de una capacidad superior a 150 Ampere, el abonado o el usuario, deberá cubrir la diferencia del valor correspondiente. Que el costo de los conductores de acometida en media tensión será cubierto por el abonado.

Artículo 19. Alimentaciones subterráneas

Cuando se desee una alimentación subterránea en áreas de distribución aérea, en la vía pública, el interesado correrá con los gastos de instalación de los ductos bajo tierra, cables y equipos adicionales necesarios para la conexión del servicio.

Artículo 20. Propiedad y cuidado de los equipos

Todo equipo suministrado o instalado por la empresa eléctrica, o cedido a ésta, permanecerá como propiedad de la empresa, reservándose expresamente el derecho de desmontarlo, sustituirlo o repararlo cuando lo considere pertinente. Queda estrictamente prohibido al abonado o usuario, salvo autorización especial escrita de la empresa, accionar o manipular los conductores, medidores, transformadores o cualquier otro aparato o estructura que forme parte de la instalación eléctrica de la empresa. Que el abonado o usuario deberá ejercer la debida vigilancia para proteger dichos bienes propiedad de la empresa y tomará todas las precauciones necesarias para prevenir daños a tal instalación.

Artículo 21. Bases para medidores

Las bases para enchufar los medidores serán suministradas al interesado por parte de la empresa y retiradas en ella. Las bases para medidores deberán cumplir con las condiciones técnicas establecidas en la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”.

Artículo 22. Inspección

La empresa tiene el derecho, pero no la obligación, de inspeccionar en cualquier momento la instalación eléctrica de la edificación del abonado o usuario y podrá negarse a conectar o podrá suspender un servicio según corresponda, en una edificación cuya instalación no esté conforme con la normativa vigente.

La inspección que realice la empresa eléctrica no corresponde a la verificación de la instalación interna establecida en el artículo 5 del “Reglamento de oficialización del Código Que eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad”, Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC.

Que el hecho de efectuar o no tal inspección, no hará responsable a la empresa ni a sus empleados de cualquier pérdida, daño o accidente que resultare por defectos de la instalación eléctrica de la edificación o equipo del abonado o usuario.

Artículo 23. Aumentos de la carga declarada

Que el abonado o usuario deberá informar a la empresa de cualquier aumento temporal o permanente de la carga declarada inicialmente en el contrato de suministro, al menos 10 días hábiles antes de realizar el cambio. De lo contrario será responsable ante la empresa, de cualquier daño causado a la red de la empresa o a terceros por dicho aumento. Que el abonado o usuario servido a baja tensión, será responsable cuando el cambio de la carga sea mayor del 50%, y, en el caso de abonados o usuarios servidos en media tensión, cuando ese cambio sobrepase el 25%. En el caso de baja tensión, cuando la capacidad del servicio supere los límites establecidos en el artículo 26, se deberá efectuar la reclasificación del servicio correspondiente a media tensión y si fuera del caso se seguirá lo indicado en el capítulo XV, de esta norma.

CAPÍTULO IV

FORMALIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL SERVICIO

Artículo 24. Solicitud de compra de energía eléctrica y otros servicios

La empresa eléctrica dentro de su área de concesión, otorgará el servicio de energía eléctrica a toda persona física o jurídica que en materia de propiedad reúna los requisitos que las empresas eléctricas publiquen en cumplimiento a la ley 8220 “Protección al ciudadano del exceso de requisitos y trámites administrativos”, siempre y cuando haya disponibilidad del servicio de acuerdo con el artículo 25 de esta norma.

Artículo 25. Disponibilidad de servicios

Salvo que exista impedimento técnico, falta de capacidad eléctrica, o razones económicas o legales que lo impidan, la empresa dará el suministro de energía eléctrica a todo el que lo solicite, previo

cumplimiento de las disposiciones aplicables, sin preferencia alguna dentro de cada clasificación tarifaria. Que el servicio de energía eléctrica deberá proporcionarse en la tarifa que resulte aplicable, con base en el uso que se dé a la energía y la información que proporcione el abonado o usuario, al cual la empresa le brindará la orientación necesaria. De no contar con la capacidad eléctrica, la empresa no está en la obligación de brindar el servicio, salvo que el interesado corra con los gastos, por requerir una adecuación de la red de alimentación primaria, incluso conversión de monofásica a bifásica o trifásica o nivel de tensión, según corresponda y de acuerdo con lo indicado en el artículo 123 de esta norma.

Artículo 26. Clasificación de servicios

Para efectos de clasificación se establecen, en función de la tensión de suministro de energía eléctrica, de conformidad con lo estipulado en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente, los siguientes tipos de servicios:

Monofásico a baja tensión: Para cargas declaradas iguales y menores a 50kVA

B1: Tensión nominal de suministro: 120 V, bifilar (solo para servicios existentes, no se permite la instalación de nuevos servicios bajo esta categoría, salvo para servicios sin medición tales como, semáforos, teléfonos públicos, vallas publicitarias, amplificadores de señal de televisión e internet por cable).

B2: Tensión nominal de suministro: 120/240 V, monofásico trifilar.

Medición: Un único sistema, compuesto por un medidor monofásico trifilar o monofásico bifilar según corresponda.

Alimentación: Desde las redes de baja tensión de la empresa eléctrica, hacia los terminales de carga del contador de energía eléctrica en la acometida del servicio o hasta los terminales de entrada del interruptor en servicios servidos sin medidor.

Trifásico a baja tensión: Para cargas declaradas menores o iguales a 150 kVA.

B3: Tensión nominal de suministro: 120/208 V, cuatro hilos, conexión estrella.

B4: Tensión nominal de suministro: 120/208 V, tres hilos (Network), conexión estrella.

B5: Tensión nominal de suministro: 277/480 V, cuatro hilos, conexión estrella.

B6: Tensión nominal de suministro 240 V, tres o cuatro hilos, conexión delta.

B7: Tensión nominal de suministro, 480 V, tres o cuatro hilos, conexión delta.

Medición: Un único sistema de medición a baja tensión, con medidor network o medidor trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda y factor de potencia. En el caso de servicios industriales, con consumos mensuales mayores a 3000 kWh, además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes

a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de baja tensión de la empresa eléctrica, hacia los terminales de carga del medidor o hacia los terminales del lado de la carga del medio de desconexión que instala la empresa en la acometida, según corresponda.

Monofásico a media tensión: Para cargas declaradas superiores a 50 kVA y menores o iguales que 150 kVA

M5: Tensión nominal de suministro 2 400 V, dos hilos.

M6: Tensión nominal de suministro 7 960 V, dos hilos.

M7: Tensión nominal de suministro 14 400 V, dos hilos.

M8: Tensión nominal de suministro 19 920 V, dos hilos.

Medición: Un único sistema de medición a media tensión, con medidor monofásico tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda, factor de potencia y en el caso de servicios de industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de media tensión de la empresa eléctrica, hacia las terminales de carga del medio de desconexión que instala la empresa eléctrica en la acometida.

Trifásico a media tensión: Para cargas declaradas superiores a 150 kVA.

M1: Tensión nominal de suministro: 4 160 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M2: Tensión nominal de suministro: 13 800 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M3: Tensión nominal de suministro: 24 940 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M4: Tensión nominal de suministro: 34 500 V, cuatro hilos, conexión estrella.

Medición: Un único sistema de medición a media tensión, con medidor trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda, factor de potencia y en el caso de servicios industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión, distorsión armónica de tensión y corriente) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a

lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de media tensión de la empresa eléctrica, hacia las terminales de carga del medio de desconexión que instala la empresa eléctrica en la acometida.

Artículo 27. Firma de contrato

Solicitada la conexión de un servicio y realizados los trámites y estudios pertinentes, se procederá a la formalización del servicio eléctrico, mediante la firma del “Contrato para el Suministro de Energía Que eléctrica”, entre el interesado y la empresa. Que el modelo de contrato será aprobado por la Autoridad Reguladora.

Artículo 28. Depósito en garantía

Para garantizar el pago del servicio, la empresa exigirá a sus nuevos abonados, un depósito en garantía equivalente a una facturación mensual de energía y potencia, si ésta última corresponde, según la tarifa vigente y de acuerdo con su clasificación tarifaria. Este depósito será devuelto al abonado en caso de que solicite el retiro del servicio, siempre y cuando se encuentre al día en sus obligaciones comerciales con la empresa. Mientras no exista registro del consumo real, la empresa cobrará inicialmente, para los nuevos abonados en baja tensión, un depósito en garantía provisional, con base en la tabla de estimación de consumo según cargas, que a continuación se detalla:

Para cargas declaradas menores o iguales a 12 000 Watt:

$$CE = 25 \times CD(\text{kWatt}) \times 1(\text{hora})$$

En donde,

CE= Consumo mensual estimado en kWh

CD= Carga declarada

Para cargas declaradas mayores a 12 000 Watt:

$$CE = 300 (\text{kWh}) + CA(\text{kWh})$$

En donde,

CE= Consumo mensual estimado

CA= 20 (kWh) por cada 1000 Watt adicionales a 12 000 Watt de carga declarada

Para el cobro del depósito en garantía correspondiente a la demanda, la empresa lo realizará con base en la información de potencia instalada, la proyección de máxima demanda de potencia, suministrada por el abonado o usuario, y la energía estimada.

Estimados el consumo y la demanda, se aplican los valores de la tarifa que le corresponde al nuevo abonado, determinándose así el monto del depósito provisional, el cual podrá ser cubierto en efectivo, por certificados de inversión a satisfacción de la empresa o garantías de cumplimiento con cualquier banco del Sistema Bancario Nacional o el Instituto Nacional de Seguros. Que el depósito en garantía permanente se registrará por lo establecido en el artículo 43.

Artículo 29. Plazo para la conexión del servicio

La empresa deberá ejecutar las conexiones y comenzar la entrega del suministro de energía eléctrica en un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir de la firma del contrato para servicios en baja tensión sin demanda, siempre y cuando el punto de conexión y la instalación cumplan con lo que establece la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC). Para servicios con demanda, el plazo máximo será de un mes natural, después de la firma del contrato, siempre y cuando el punto de conexión y la instalación cumpla con lo que establece la norma técnica "Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC). La empresa realizará la primera visita sin costo. A partir de la segunda visita las cobrará si son atribuibles al incumplimiento del interesado, previa aprobación del procedimiento y costo por parte de la ARESEP. La empresa debe remitir a la Autoridad Reguladora, cuando esta lo indique, un informe de los tiempos de conexión de los servicios nuevos solicitados durante el semestre inmediato anterior, en ambas categorías. Que el informe debe indicar el porcentaje de servicios conectados dentro del plazo señalado y el porcentaje fuera de este plazo e indicar las causas del no cumplimiento.

Artículo 30. Autorización

Que el abonado o usuario permitirá la entrada, en horas hábiles, a los empleados identificados de la empresa para cualquier fin relacionado con el servicio eléctrico suministrado a la edificación. Si fuera necesario el ingreso en horas no hábiles se deberá coordinar, previo a la visita, con el abonado o usuario. Si no permite el ingreso a sus instalaciones se le notificará, siguiendo el debido proceso, de la situación por la que se solicita el ingreso y las consecuencias de su no autorización.

Artículo 31. Traspaso del servicio

Que el traspaso de un servicio de suministro de un abonado, podrá cederse a un tercero, siguiendo los trámites que la empresa eléctrica establezca para tal efecto y firmando el contrato correspondiente.

Artículo 32. Impedimentos para brindar un nuevo servicio eléctrico

Serán elementos que impidan a la empresa brindar un nuevo servicio eléctrico los siguientes:

- a. Cuando la acometida de la edificación o mueble, no cumple con los requisitos mínimos de seguridad y protección establecidos en la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC).
- b. Cuando la base del medidor no haya sido suplida por la empresa eléctrica y ésta no cumpla con los requisitos de calidad y confiabilidad establecidos en la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC).
- c. Cuando el servicio se solicite instalar en terrenos o edificaciones ocupadas en precario y a la empresa se le haya notificado oficialmente por autoridad competente, la prohibición de brindar servicios eléctricos en esos terrenos o edificaciones.
- d. No exista red de distribución o no se tenga capacidad eléctrica en la red. En caso de que se pueda subsanar el problema con una extensión de línea o adecuación de la red, la empresa cobrará el costo de realizarla al interesado.
- e. La edificación para la cual se ha solicitado el nuevo servicio no guarde las distancias mínimas de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones, establecidas en la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC).

- f. La edificación para la cual se ha solicitado el servicio se encuentre en una zona geográfica declarada de alto riesgo por las autoridades competentes.
- g. En edificaciones que estén construidas debajo de líneas de media o alta tensión.
- h. Fuera de su área de concesión.
- i. Cuando la persona que solicita el servicio no sea el dueño registral de la edificación para la cual lo solicita, salvo que cuente con autorización escrita del propietario o demuestre el trámite de gestión posesional.
- j. Cuando el servicio se solicite en la zona marítima terrestre, zona de protección de fronteras nacionales, áreas protegidas y parques nacionales, que no cuenten con la autorización legal respectiva.
- k. Cuando se requiera pasar la acometida de la empresa eléctrica, por propiedad de terceros. A menos que se presenten los documentos del permiso necesario.
- l. Cuando existan impedimentos legales.
- m. Cuando el solicitante tenga deudas pendientes con la empresa distribuidora correspondientes a suministro de electricidad.

CAPÍTULO V

MEDICIÓN Y LECTURA

Artículo 33. Prohibiciones para conceder servicios gratuitos

La empresa no podrá en ningún caso y bajo ninguna condición suministrar, a ninguna persona física o jurídica, el servicio eléctrico en forma gratuita total o parcialmente.

Artículo 34. Equipo de medición

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” vigente, lo indicado en esta norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

En caso de una perturbación en la que resulte dañado el sistema de medición, la empresa eléctrica debe reemplazarlo en un plazo no mayor de 48 horas naturales, a partir del reporte de la avería.

Artículo 35. Instalación y ubicación del sistema de medición

Que el sistema de medición tiene que ser instalado en lugares accesibles, que faciliten su lectura, inspección, reparación, reemplazo y análisis de la calidad del suministro, por parte de los funcionarios de la empresa distribuidora o comercializadora o de la Autoridad Reguladora, según se establece en la norma “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC), la presente norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 36. Equipo de comprobación de los abonados o usuarios

Los abonados o usuarios podrán instalar por cuenta propia, previa coordinación con la empresa eléctrica, equipos de comprobación para los contadores de energía instalados por las empresas eléctricas, los cuales podrán ser usados para reclamo, si el modelo ha sido previamente inscrito ante la Autoridad Reguladora y el contador ha sido comprobado y sellado por un laboratorio de calibración y ensayo, de conformidad con lo que establece la norma técnica AR-NT SUMEL

“Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 37. Reubicación de contador o conductores de acometida

Cuando a solicitud del abonado o usuario o por causas imputables a éste, se requieran reubicar el contador, los conductores de acometida o ambos, los costos en los que se incurra correrán por cuenta del abonado o usuario. En ambos casos el medidor debe ubicarse tal y como lo establece la Norma Técnica “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) vigente.

Artículo 38. Solicitud de revisión de equipo de medición

Cuando un abonado o usuario requiera una revisión del funcionamiento del sistema de medición que la empresa eléctrica haya instalado, podrá solicitarlo a la empresa eléctrica mediante el procedimiento que ésta establezca. De resultar inexacto su registro en más del porcentaje fijado por la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” vigente, el costo de la revisión será asumido por la empresa eléctrica. En caso contrario, el costo de la revisión del sistema de medición, previamente fijado por la ARESEP, será asumido por el abonado o usuario, autorizando éste a que el monto sea incluido en la factura del mes correspondiente.

CAPÍTULO VI

SISTEMA DE FACTURACIÓN

Artículo 39. Periodo de lectura del servicio

Para la elaboración de la factura mensual del servicio eléctrico, la empresa tomará la lectura del sistema de medición instalado, en un período que puede variar entre 27 y 33 días naturales, salvo en la primera lectura de un servicio nuevo o para saldos de retiro o desconexión.

Se permite realizar estimaciones en los servicios en donde únicamente interviene, como facturación, el cargo por la energía consumida, pero no se podrán realizar estimaciones consecutivas salvo que exista justificación por caso fortuito o fuerza mayor. Las estimaciones se realizarán con base en el consumo promedio de energía de los últimos seis meses facturados.

Si la lectura no puede realizarse por responsabilidad del abonado o usuario, por ejemplo, porque posterior a la instalación del medidor le realizó modificaciones a la edificación, como la construcción de tapias o verjas, la empresa eléctrica le notificará por escrito, siguiendo el debido proceso, en un plazo no mayor a 5 días hábiles posteriores a la emisión del recibo del mes en el cual se detectó la anomalía. Que el usuario contará con un plazo de 15 días hábiles a partir de su notificación para corregir la situación y solicitar la reubicación del medidor de acuerdo con el artículo 37, prorrogables mediante acuerdo entre las partes. Vencido este plazo la empresa tomará las medidas administrativas pertinentes.

Artículo 40. Facturación del servicio

La empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al

servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.

La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:

- a. Nombre del abonado.
- b. Localización geográfica y topológica.
- c. Dirección exacta.
- d. Número de medidor.
- e. Tarifa aplicada.
- f. Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.
- g. Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).
- h. Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).
- i. Costo del kWh y estructura tarifaria
- j. Demanda máxima (lectura, constante).
- k. Fecha de vencimiento de la factura.
- l. Costo por kWh del alumbrado público.
- m. Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.
- n. Total del monto por pagar.
- o. Monto del depósito en garantía.
- p. Fecha de emisión del recibo.
- q. Fecha de puesta al cobro de la facturación.
- r. Tipo de servicio.
- s. Número de la factura.
- t. Histórico de consumo de los últimos seis meses.
- u. Otros tales como:
 - 1- Multas por atrasos en el pago, penalización por bajo factor de potencia y cualquier otra multa aplicable.
 - 2- Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.
 - 3- Impuestos de ley.
 - 4- Justificación o razón para estimar lecturas.
 - 5- Número telefónico de atención de quejas de la empresa.
 - 6- Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP.

Artículo 41. Cargo por bajo factor de potencia

La determinación del factor de potencia se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” vigente, la presente norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto. Que el cargo mensual por bajo factor de potencia se aplicará cuando la demanda máxima sea menor o igual que 1000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,90 o, cuando la demanda máxima sea mayor que 1000 kW y menor o igual que 5000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,95 o cuando la demanda máxima sea mayor que 5000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,98, mediante la siguiente fórmula:

$$C.B.F.P. = \left[\frac{f_{pn}}{f_{pr}} - 1 \right] * M.D.M.$$

En donde:

C.B.F.P. = Cargo por bajo factor de potencia.

f_{pn} = Factor de potencia normado para el rango de demanda correspondiente.

f_{pr} = Factor de potencia promedio registrado en el período a facturar.

M.D.M. = Monto del cobro de la Demanda Máxima.

Que el cargo por bajo factor de potencia se calculará de acuerdo con la fórmula anterior, para cada período horario.

Artículo 42. Estimación de la máxima demanda a facturar

En ningún caso se podrá facturar con base en una estimación de la demanda máxima, salvo que exista alteración por uso ilícito, fallas en el equipo de medición, caso fortuito o fuerza mayor.

En los anteriores casos de excepción, la empresa facturará con base en el promedio de las demandas máximas de los últimos seis meses con lectura correcta o, en su defecto, con la información histórica que se disponga para el análisis.

En aquellos servicios en los que existe una carga del tipo estacional (como por ejemplo: ingenios, beneficios de café o clientes con tarifa horario/estacional), se comparará el mes en que se produjo la falla con su promedio de estacionalidad del año anterior.

Artículo 43. Ajuste al depósito en garantía

La empresa eléctrica ajustará el depósito en garantía, con base en el promedio mensual de los consumos reales facturados en los seis meses siguientes a la conexión del nuevo servicio. Dicho ajuste se hará como máximo en seis cuotas mensuales consecutivas a incluir en la facturación, cuando lo estimado sea inferior al promedio de los seis meses de consumo real. Cuando el estimado exceda en un 10% o más al consumo promedio mensual de los seis meses de consumo real, la empresa devolverá el excedente en forma inmediata. Que el depósito en garantía también se modificará y actualizará cuando se produzcan las situaciones siguientes:

- a. Suspensión por falta de pago. Se actualizará con el promedio mensual de los montos por consumos reales ocurridos en los seis meses anteriores a la reconexión del servicio. Si la falta de pago ocurriere antes de transcurridos los seis meses de habilitado el servicio, la empresa tomará el promedio de los meses facturados.
- b. Si se llegare a determinar que la tarifa aplicable al servicio no es la correcta. En este caso, el depósito se ajustará con base en la nueva tarifa y al consumo real del mes en que se detectó la irregularidad. Dicho ajuste procede si el monto del depósito es menor al monto del consumo, sin embargo si el depósito es mayor, la empresa eléctrica lo ajustará y devolverá el excedente.
- c. Cuando exista cambio de razón social o persona física (no aplica para el caso de fusiones de empresas).

En todos los casos, el ajuste se cobrará como máximo en seis cuotas consecutivas mensuales.

Artículo 44. Pago de intereses

Salvo disposición legal en contrario, sobre el monto de colones en depósito de garantía y sus ajustes del servicio eléctrico, las empresas eléctricas reconocerán al abonado o usuario un interés igual a la tasa sobre los depósitos a la vista en cuentas de ahorro del Sistema Bancario Nacional. Al 30 de junio de cada año, la empresa eléctrica hará una liquidación detallada de los intereses correspondientes a los depósitos con antigüedad mayor a los cinco años, y la suma que arroje a favor del abonado se acreditará al valor del depósito, el cual será devuelto (incluyendo los intereses), en caso de que retire el servicio.

CAPÍTULO VII

COBROS Y PAGOS DEL SERVICIO

Artículo 45. Cobro del servicio

Las facturas serán puestas al cobro mensualmente en forma electrónica o impresa a solicitud expresa del abonado o usuario y deben cancelarse dentro de los diez días hábiles posteriores a la fecha en que se ponen al cobro, incluyendo ésta, para lo cual la empresa está en la obligación de definir previamente la fecha en que tendrá a disposición la factura.

Cuando las facturas no fuesen pagadas en el plazo indicado, la empresa podrá suspender el servicio inmediatamente y en tal caso el depósito en garantía del abonado responderá por las deudas del servicio.

Artículo 46. Pagos anticipados

En los casos en que por circunstancias justificadas, el abonado o usuario desee efectuar pagos anticipados a cuenta de consumos futuros de energía eléctrica, se tomarán como base para estimar el consumo mensual promedio, los consumos registrados en los últimos seis períodos inmediatos anteriores.

Artículo 47. Cargo por cancelación tardía y reconexión

Cuando el abonado o usuario cancele la factura correspondiente al consumo de su servicio en fecha posterior a la indicada para su vencimiento, deberá pagar un importe adicional del 3% sobre el monto de la factura, correspondiente a energía y demanda, según corresponda. Dicho recargo podrá incorporarse en la factura correspondiente al periodo siguiente.

Por la reconexión del servicio eléctrico suspendido por falta de pago, el abonado o usuario deberá cancelar la suma que haya fijado la ARESEP para cubrir el costo de la reconexión, además del importe adicional por cancelación tardía y las cuentas pendientes por el servicio suspendido.

Artículo 48. Reconexiones

La empresa, deberá realizar la reconexión de un servicio eléctrico suspendido por falta de pago, en el plazo máximo de las veinticuatro horas naturales siguientes al pago de las deudas pendientes, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

Artículo 49. Cambio del uso de la energía

Cuando la empresa verifique que un abonado o usuario realizó cambios en la actividad para la cual utiliza la energía eléctrica, hará los trámites internos para la modificación o ajuste tarifario que corresponda y le notificará por escrito al abonado o usuario. En estos casos la empresa modificará el depósito en garantía, siguiendo el debido proceso y cobrará lo correspondiente a la diferencia en la aplicación tarifaria hasta un máximo de los doce meses anteriores. Que el cobro se hará en una facturación diferente a la correspondiente a la facturación normal del servicio, salvo acuerdo entre partes, para que se le debite o acredite la suma correspondiente en el recibo mensual.

Artículo 50. Tarifa mal aplicada

Si la empresa eléctrica determina que en un servicio se ha estado aplicando una tarifa que no corresponde debido a un error atribuible a la empresa eléctrica y como resultado de la reclasificación se constata que lo facturado es inferior a lo que realmente corresponde, cobrará la diferencia entre lo facturado erróneamente y lo correcto, hasta un máximo de las seis facturaciones anteriores, desde el momento en que se detectó la irregularidad.

Si por el contrario, se constata que lo facturado es superior a lo que corresponde al servicio, deberá reintegrar todo lo cobrado de más, con base en la información en su poder o las pruebas aportadas por el abonado, debidamente analizadas por la empresa. Que el depósito en garantía se ajustará con base en la tarifa correcta.

La empresa eléctrica realizará el trámite pertinente mediante facturación aparte del recibo mensual por servicios eléctricos, salvo acuerdo entre partes, para que se le debite o acredite la suma correspondiente en el recibo mensual.

Artículo 51. Errores de facturación por problemas en el sistema de medición

Si la empresa eléctrica determina fallas en el sistema de medición, incluyendo la constante de medición, que provocaron una facturación menor de lo realmente consumido (energía) y demandado (potencia) por el abonado o usuario, deberá hacer el ajuste correspondiente desde la facturación del último medidor instalado hasta un máximo de los seis meses anteriores al momento en que se produjo la inconsistencia.

Para tal efecto, la empresa eléctrica, debe notificar al abonado o usuario y el cobro debe realizarse en una facturación separada, salvo que el abonado o usuario autorice la inclusión de dicho rubro en la factura correspondiente, mediante convenio al respecto.

Si por el contrario, la empresa eléctrica detecta que fallas en el sistema de medición, incluyendo la constante de medición, están provocando una facturación mayor de lo realmente consumido y demandado por el abonado o usuario, deberá reintegrar todo lo cobrado de más, según el procedimiento establecido por la empresa para las devoluciones.

En cualquiera de los dos casos, se estimará la energía y demanda consumida con base en lo indicado en el artículo 52.

Artículo 52. Procedimiento de cobro de la energía y potencia consumida y no facturada

Cuando el prestador del servicio demuestre que en un servicio, se consumió energía eléctrica y se demandó potencia que no fue cobrada en su totalidad, o se cobró más energía de la consumida o se cobró más potencia de la demandada, podrá estimar la energía consumida y la potencia demandada.

Para calcular el monto a cobrar de la energía consumida y no facturada y de la potencia demandada y no facturada, la empresa eléctrica utilizará como base tres lecturas reales posteriores a la corrección de la causa que dio origen al error o, en aquellos servicios en los que existe una carga del tipo estacional (por ejemplo: ingenios, beneficios de café o clientes con tarifa horario/estacional), se comparará el mes en que se produjo la falla con su promedio de estacionalidad del año anterior. La empresa eléctrica podrá cobrar hasta un máximo de seis meses anteriores al momento en que se determinó la anomalía. En caso de cobros de más potencia y energía, deberá devolver la totalidad de lo cobrado en exceso, con base a los registros de la empresa o de las pruebas que el abonado o usuario aporte.

Bajo ninguna circunstancia podrá la empresa eléctrica suspender el servicio si el abonado o usuario está al día en el pago de la factura por energía eléctrica del último periodo de consumo puesto al cobro.

CAPÍTULO VIII

DISCONFORMIDADES

Artículo 53. Atención de reclamos

Los abonados o usuarios podrán manifestar su disconformidad por los servicios brindados por la empresa eléctrica en forma escrita, telefónica, medio electrónico o en forma personal en cualquiera de las agencias o sucursales de la empresa eléctrica. Cuando el abonado o usuario presente la queja será obligación de la empresa eléctrica entregarle un comprobante de recibo de la queja y abrir un expediente físico o electrónico para tramitar el asunto.

La empresa eléctrica deberá tramitar, investigar y resolver la queja planteada, y comunicar la resolución correspondiente en un plazo máximo de 30 días naturales.

Si el abonado o usuario no está conforme con la respuesta, puede presentar las impugnaciones que establece la Ley N° 6227 Ley General de la Administración Pública o plantear su queja ante la ARESEP, que tramitará, con base en lo establecido en la Sección Tercera, del Reglamento a la Ley N°7593 (Decreto N° 2973-MP).

Artículo 54. Reporte de perturbaciones en el servicio

La empresa eléctrica deberá brindar a sus abonados y usuarios un servicio de información para el reporte y la atención de perturbaciones en el servicio las 24 horas del día. De conformidad con el artículo 14 inciso b) de la Ley 7593 y el artículo 11 del Decreto N°29847-MP-MINAE-MEIC Reglamento Sectorial de Servicios Que eléctricos, se deberá brindar atención expedita a las perturbaciones que pongan en riesgo la vida humana y las propiedades.

Artículo 55. Remisión de información sobre quejas. Indicadores

Las empresas eléctricas deberán remitir a la ARESEP un informe semestral sobre las quejas o reclamos que los abonados o usuarios formulen, así como otros indicadores del desempeño de la gestión comercial de la empresa eléctrica (Capítulo XII). Dicho informe deberá presentarse con el formato, periodicidad y fechas que indique la ARESEP oportunamente.

Artículo 56. Responsabilidad por daños en la instalación eléctrica interna

La empresa eléctrica no será responsable por ningún daño ocasionado por el mal estado de la instalación eléctrica interna de la edificación del abonado, aun cuando las hubiese revisado por propia iniciativa o a pedido de éste, ni por las consecuencias de causa alguna que tengan su origen en dichas instalaciones eléctricas.

Artículo 57. Reclamos por daños

Cuando el abonado o usuario sufra daños en sus equipos o artefactos eléctricos o en su propiedad, por causa de la calidad del suministro de energía y éste considere que existe responsabilidad por parte de la empresa eléctrica, deberá presentar su reclamo ante esa empresa a más tardar ocho días hábiles después de sucedido el hecho.

Asimismo, si se producen daños en la producción, deberá la empresa eléctrica, cuando en derecho corresponda, resarcir los mismos. La indemnización, en sede administrativa, no contempla el lucro cesante o las ganancias dejadas de percibir por los daños en la producción. La empresa eléctrica realizará el estudio respectivo y comunicará por escrito al abonado o usuario, la resolución de su reclamo en un plazo máximo de 30 días naturales. Si el resultado de su gestión no es satisfactorio a sus intereses, el abonado o usuario podrá presentar las impugnaciones señaladas en la Ley General de la Administración Pública o acudir a la ARESEP a plantear la queja correspondiente.

Artículo 58. Disconformidad en la facturación

Cuando un abonado o usuario presente una queja por alto consumo, antes del vencimiento del recibo, mientras se resuelve la misma, la empresa eléctrica podrá cobrar el importe promedio de las últimas seis facturaciones reales. Los estudios pertinentes deberán realizarse en un plazo no mayor que 15 días hábiles.

De resultar correcta la facturación emitida en su oportunidad, la empresa eléctrica incluirá en una facturación extraordinaria la diferencia pendiente de cancelar por el abonado o usuario. Si el abonado o usuario no está conforme con lo resuelto por la empresa eléctrica, podrá presentar las impugnaciones señaladas en la Ley General de la Administración Pública o acudir a la ARESEP a plantear la queja correspondiente.

Artículo 59. Daños al sistema de medición

La empresa eléctrica aportará el sistema de medición y brindará el mantenimiento preventivo y correctivo a sus contadores eléctricos y demás equipos. Que el abonado por su parte velará por el buen estado del sistema de medición colocado en sus instalaciones y deberá informar de inmediato a la empresa sobre cualquier daño físico observado que se le haya ocasionado al equipo.

De probar la empresa eléctrica, que los daños a los equipos son atribuibles al abonado, deberá efectuar el debido proceso a fin de que asuma los costos correspondientes a su reparación o reposición.

Artículo 60. Reclamos por inconvenientes en la tensión de suministro

La empresa eléctrica, en un plazo no mayor a las 8 horas hábiles, de la presentación de un reclamo por inconvenientes en el nivel de tensión de suministro, efectuará una visita para identificar el problema. Si el reclamo es aceptado y la responsabilidad es de la empresa eléctrica, ésta deberá solucionar el problema dentro de un plazo máximo de 8 horas naturales después de detectado el

mismo. Hasta tanto la empresa eléctrica corrija la anomalía en la calidad de la tensión de suministro el abonado o usuario deberá recibir una compensación económica de acuerdo con lo indicado en la norma AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión". No obstante lo anterior, será responsable de los daños que el suministro de energía fuera de los parámetros de calidad, cause al abonado o usuario del servicio.

CAPÍTULO IX

GESTIÓN COMERCIAL Y SERVICIO AL ABONADO Y USUARIO

Artículo 61. Centros de servicio al abonado y usuario

La empresa eléctrica, dentro de su área de concesión y operación, acondicionará locales para la apropiada atención al público, de conformidad con el número y dispersión de los servicios brindados.

Artículo 62. Servicio al abonado y usuario

Las empresas eléctricas deberán implementar sistemas informáticos que permitan una eficiente atención al público en las distintas gestiones o trámites. Cuando las gestiones sean en las oficinas de la empresa eléctrica, la atención será personalizada, ágil y oportuna, mediante personal debidamente capacitado para la atención del público.

Artículo 63. Información para los abonados y usuarios

Sin perjuicio de otras medidas de difusión que considere adecuadas, la empresa eléctrica brindará, en cada una de sus instalaciones donde se atienda al público, información sobre los requisitos de los servicios que ofrece, el pliego tarifario vigente así como una descripción breve de la normativa y disposiciones técnicas emitidas por la ARESEP de conformidad con el Reglamento Sectorial de Servicios Que eléctricos en materia relativa al servicio eléctrico. Copia impresa y electrónica de estos documentos deberá estar disponible para consulta de quien lo solicite.

Artículo 64. Aviso de posibles anomalías

Las empresas eléctricas deben informar a sus abonados o usuarios sobre la importancia de avisar al servicio de reporte de perturbaciones, de hechos de terceros o de agentes externos que ocasionen o puedan ocasionar condiciones desfavorables en el suministro eléctrico.

CAPÍTULO X

SUSPENSIONES Y PROHIBICIONES

Artículo 65. Suspensión del servicio eléctrico

La empresa eléctrica podrá suspender el suministro eléctrico a un servicio cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:

- a. Falta de pago oportuno de la facturación mensual puesta al cobro.
- b. Por accidentes, incendios o causas de fuerza mayor, únicamente en los inmuebles afectados o que podrían ser afectados.
- c. En los casos imprescindibles de operación y mantenimiento.
- d. Orden expresa de autoridad judicial o de la ARESEP.
- e. Cuando el abonado lo solicite y legalmente proceda.
- f. Cuando se detecten condiciones técnicas en la acometida eléctrica que impliquen peligro inminente para la vida y seguridad de las personas.
- g. Cuando la empresa eléctrica se percate de que el abonado haya fallecido y haya notificado de acuerdo con el debido proceso al usuario que debe presentarse a firmar un nuevo contrato y este hace caso omiso de dicha notificación.
- h. Cuando se determine que existe un uso ilícito de energía y el abonado o usuario no hizo acto presencial en la agencia de servicios de la empresa o no presentó las pruebas de descargo tres días posteriores a la notificación del ilícito.
- i. Por reventa de energía.
- j. Otros casos contemplados en esta norma.

Artículo 66. Uso ilícito de energía

Cuando la empresa eléctrica pruebe que en el servicio eléctrico que disfruta un abonado o usuario se ha alterado o dañado el sistema de medición o la acometida con el objetivo de hacer uso ilícito de la energía eléctrica (con el levantamiento de las pruebas respectivas: datos del abonado o usuario, tipo de servicio, fotografías, carga instalada, número de medidor, tarifa, historiales de consumo y cualquier otro dato que la empresa considere pertinente), notificará al abonado o usuario, dándole 3 días hábiles para que presente las pruebas de descargo, cancele la deuda o en su defecto llegue a un arreglo de cancelación por la energía consumida y no facturada. De lo contrario podrá acudir ante los Tribunales de Justicia a presentar las acciones para cobrar lo adeudado.

En aquellos casos donde la empresa eléctrica cuente con los elementos técnicos razonables probatorios, el prestador del servicio podrá estimar la energía consumida y la potencia demanda por el servicio del abonado o usuario, sobre la base del consumo promedio real y aplicarlo a todo el periodo en que no se cobró la energía o la potencia no facturada. De lo contrario el cobro por realizar se calculará de la siguiente manera:

a) Servicios sin demanda

Energía no facturada = Carga instalada el día en que se encontró la alteración X 80 horas (residencial) o 200 horas (comercial, general o industrial).

Monto no facturado mensual = Energía no facturada X tarifa vigente en ese mes.

Monto no facturado total = La suma de los montos no facturados mensuales.

Suma a facturar = Monto no facturado total menos la suma efectivamente pagada durante los meses no facturados correctamente.

b) Servicios con demanda

En los casos de servicio con demanda se aplicará para el cálculo de la energía no facturada, el mismo cálculo que para los servicios sin demanda. La potencia demanda se calculará con base en la carga total conectada a la que se le aplicará un factor de demanda de 0,75.

Demanda no facturada = Carga instalada el día en que se encontró la alteración X 0,75 (Factor de demanda)

Monto no facturado mensual por demanda= Demanda no facturada X tarifa vigente en ese mes.

Monto no facturado total por demanda= La suma de los montos no facturados mensuales.

Suma a facturar por demanda = Monto no facturado por demanda menos la suma efectivamente pagada por demanda durante los meses no facturados correctamente.

c) Cables directos o derivaciones

En aquellos casos cuando el prestador del servicio detecte que una persona está utilizando sin autorización el servicio de la energía eléctrica, mediante conexión directa de cables con la red de distribución o con la acometida y la empresa eléctrica lo compruebe debidamente (con el levantamiento de las pruebas respectivas), desconectará el servicio inmediatamente y dará al imputado un máximo de tres días naturales para que presente las pruebas de descargo, para cumplir con el debido proceso o en su defecto deberá cancelar o llegar a un arreglo de cancelación, por la energía utilizada de forma ilícita y no facturada.

La energía no facturada se calculará de igual forma que en los incisos a) y b), según corresponda.

En todos los casos la empresa deberá cobrar al abonado, usuario o imputado los daños sufridos por la empresa en su infraestructura eléctrica.

Artículo 67. Reventa de energía

La energía eléctrica entregada para uso del abonado o usuario no podrá ser vendida o cedida en todo o en parte por éste a terceros. De presentarse esta situación, la empresa eléctrica ordenará al abonado o usuario el cese inmediato de tal práctica, dándole un plazo de 3 días hábiles para que solvante la situación. En caso de continuar la situación de venta de energía, la empresa eléctrica deberá acudir a los Tribunales de Justicia para los efectos correspondientes.

Artículo 68. Remoción de sellos de seguridad

Está prohibido al abonado o usuario remover los sellos de seguridad colocados por los laboratorios de calibración y ensayo así como los instalados por la empresa eléctrica en los equipos de medición y registro de energía eléctrica, ductos o paneles, o alterar estos en cualquier forma. En caso de que el abonado o usuario note que el sello está alterado, deberá informarlo a la empresa eléctrica inmediatamente. Si la empresa eléctrica determina que la remoción de los sellos es responsabilidad del abonado o usuario, aplicará el cargo correspondiente para este efecto, el cual será fijado por la ARESEP a solicitud de la empresa y cobrado en la facturación siguiente.

CAPÍTULO XI

APLICACIÓN Y CLASIFICACIÓN TARIFARIA

Artículo 69. Principio de equidad

Cada abonado o usuario tendrá derecho a tener la misma clasificación tarifaria que cualquiera otro, cuando las características de los costos que ocasiona a la empresa eléctrica que le sirve, están en el mismo nivel de servicio y son semejantes, o bien de acuerdo con lo indicado en el pliego tarifario.

Artículo 70. Clasificación tarifaria

Para efectos tarifarios, los servicios eléctricos, se podrán clasificar en función de: la tensión nominal de suministro, el uso de la energía y el consumo de energía (bloques de consumo) y potencia, aplicando para ello las metodologías contenidas en las disposiciones económicas que emita la Autoridad Reguladora.

Para efectos de clasificar adecuadamente un servicio solicitado, debe considerarse lo que indica el artículo 26 de esta norma y sus referencias.

CAPÍTULO XII

EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y TÉCNICA

Artículo 71. Sistema de registro de eventos de gestión comercial y técnica.

Es responsabilidad de toda empresa distribuidora y comercializadora del servicio eléctrico establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la gestión comercial y técnica de la empresa en relación con los abonados y usuarios del servicio eléctrico.

Artículo 72. Naturaleza de los eventos.

Los eventos asociados con la gestión comercial y técnica se clasificarán y utilizarán para obtener indicadores de gestión con el propósito de medir el desempeño de la empresa eléctrica. Los indicadores se identificarán de acuerdo con la Tabla 1.

Tabla 1: Clasificación de los indicadores de gestión

Clasificación	Definición
Reportes de perturbaciones	Tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la atención de perturbaciones reportadas por los abonados y usuarios que tuvieron implicación en la continuidad y calidad del suministro eléctrico.
Oportunidad	Tienen como fin medir la gestión técnica de la empresa en lo referente al acceso y la conexión o la reconexión expedita del servicio ante requerimientos de abonados y usuarios.
Quejas	Tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la resolución de quejas presentadas por los abonados y usuarios del servicio.

A su vez, los indicadores de quejas se clasifican de acuerdo con la Tabla N° 3.

Clasificación de los indicadores de gestión de quejas

Clasificación	Definición
Facturación	Resolución de quejas referentes a problemas de facturación tales como: cambio en la tarifa aplicada, error de lectura del medidor, ajuste del depósito de garantía, recargo inapropiado por mora, reclamos por aumentos en las tarifas, medidor activo en el campo pero inactivo en el sistema de facturación. Incluye las quejas por energía eléctrica consumida y no facturada cuando el cobro no se deba a problemas en la medición.
Medición	Resolución de quejas referentes a problemas en el medidor (medidor dañado o fuera de los rangos permitidos por la norma AR-NT-SUMEL). Incluye las quejas por energía consumida y no facturada debido a fallas en el sistema de medición.
Problemas en la calidad de la energía eléctrica	Resolución de quejas referentes a daños en la propiedad del abonado causados por problemas en la calidad de la energía eléctrica.
Otros	Mide la gestión de la empresa en aspectos que no clasifican en ninguna de las otras categorías.

Artículo 73. Indicadores de gestión técnica por perturbaciones

Los indicadores de atención de perturbaciones tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la atención de perturbaciones reportadas por los abonados y usuarios que tuvieron implicación en la continuidad y calidad del suministro eléctrico (calidad de la energía eléctrica).

Artículo 74. Cantidad de perturbaciones con interrupciones reportadas por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad de perturbaciones con interrupción del servicio en un semestre que fueron reportadas por los abonados y usuarios por cada 10 000 usuarios.

$$CAIPS = \frac{CAI}{CSA} \cdot 10000$$

En donde:

CAI= Cantidad semestral de perturbaciones (interrupciones) reportadas por los abonados y usuarios.
CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 75. Tiempo promedio de atención de perturbaciones (interrupciones)

Mide el tiempo promedio que transcurrió en la atención de las perturbaciones con interrupción que fueron reportadas por los abonados o usuarios.

$$PTAA = \frac{\sum_{i=1}^N TAA_i}{N}$$

En donde:

TAA_i= Es el tiempo, en horas, que transcurrió entre el momento en que el usuario reportó la perturbación con interrupción *i*, hasta el momento en que se restableció el servicio.

$i= 1, 2,3,\dots, N$, donde N es la cantidad semestral de reportes de perturbaciones con interrupción efectuadas por los abonados o usuarios.

Artículo 76. Cantidad de perturbaciones por calidad de la tensión por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de perturbaciones por problemas de tensión reportadas por los abonados y usuarios por casa 10 mil servicios.

$$CATPS = \frac{CAT}{CSA} \cdot 10000$$

En donde:

CAT= Cantidad de perturbaciones semestral por problemas de tensión reportadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 77. Tiempo promedio de atención de perturbaciones por calidad de tensión

Mide el tiempo promedio que transcurrió en la atención de las perturbaciones por calidad de tensión que fueron reportadas por los abonados o usuarios.

$$TAAT = \frac{\sum_{i=1}^N TACT_i}{N}$$

En donde:

$TACT_i$ = Es el tiempo, en horas, que transcurrió desde el momento en que el usuario reportó la perturbación por calidad de la tensión i , hasta el momento en que se restableció la normalidad del servicio.

$i= 1, 2,3,\dots, N$, donde N es la cantidad semestral de perturbaciones por calidad del tensión atendidas.

Artículo 78. Indicadores de gestión técnica por oportunidad del servicio

Los indicadores de oportunidad del servicio tienen como fin medir la gestión técnica de la empresa en lo que se refiere a la conexión y reconexión expedita del servicio ante requerimientos de abonados y usuarios del servicio eléctrico y son los estipulados en los artículos del 79 al 82.

Artículo 79. Tiempo promedio de conexión de servicios a baja tensión

Señala el tiempo promedio semestral que tarda una empresa en habilitar los nuevos servicios a baja tensión solicitados.

$$TPCSB = \frac{\sum_{i=1}^N TCSB_i}{N}$$

En donde:

TCSB_i= Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó (firma de contrato) el nuevo servicio a baja tensión *i*, hasta el momento en que se habilitó.
i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de servicios a baja tensión nuevos activos.

Artículo 80. Tiempo promedio de conexión de servicios a media tensión

Muestra el tiempo promedio semestral que tarda una empresa en habilitar los nuevos servicios a media tensión solicitados.

$$TPCSM = \frac{\sum_{i=1}^N TCSM_i}{N}$$

En donde:

TCSM_i= Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó (firma del contrato) el nuevo servicio a media tensión *i*, hasta el momento en que se habilitó.
i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de solicitudes de servicios a media tensión nuevos activos.

Artículo 81. Tiempo promedio de reconexión de servicios

Proporciona la duración promedio en la reconexión de servicios.

$$TPRS = \frac{\sum_{i=1}^N TRS_i}{N}$$

En donde:

TRS_i= Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó la reconexión del servicio *i*, hasta el momento en que se rehabilitó.
i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de servicios reconectados.

Artículo 82. Promedio de visitas fallidas

Muestra la cantidad semestral promedio de visitas fallidas para la conexión de servicios nuevos, por causas atribuibles al abonado, tal como el incumplimiento con la norma AR-NT-SUINAC:

$$PVF = \frac{\sum_{i=1}^{CSNC} VF_i}{CSNC}$$

En donde:

VF= Número de visitas fallidas para atender la solicitud de conexión *i*.

CSNC= Cantidad de solicitudes de servicios nuevos que no se conectaron en la primera visita durante el semestre.

Artículo 83. Indicadores de quejas

Los indicadores de quejas miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente del total de las quejas presentadas por los abonados y usuarios, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 84 al 87.

Artículo 84. Cantidad de quejas por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCP = \frac{CQC \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQC= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 85. Porcentaje de quejas resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto al total de quejas presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCR = \frac{CQCR \cdot 100}{CQC}$$

En donde:

CQCR= Cantidad semestral de quejas resueltas del total de quejas presentadas en ese mismo semestre.

CQC= Cantidad semestral de quejas presentadas por los usuarios y abonados.

Artículo 86. Tiempo promedio de resolución de quejas

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas que fueron presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQC = \frac{\sum_{i=1}^N TRQC_i}{CQCR}$$

En donde:

TRQC_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja *i*, hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQCR= es la cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 87. Porcentaje de quejas resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto al total de quejas resueltas por la empresa en ese mismo semestre.

$$\%QCRFU = \frac{CQCRFU \cdot 100}{CQCR}$$

En donde:

CQCRFU= Cantidad semestral de quejas resueltas a favor del usuario.

CQCR= Cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 88. Indicadores de quejas por facturación

Los indicadores de quejas por facturación miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente de las quejas presentadas por los abonados y usuarios en aspectos propios de la facturación del servicio, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 89 al 92.

Artículo 89. Cantidad de quejas por facturación por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa, debido a asuntos de facturación según lo definido en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCFP = \frac{CQCF \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQCF= Cantidad de quejas semestrales por facturación presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 90. Porcentaje de quejas por facturación resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa que trataron sobre aspectos de facturación con respecto del total de quejas por facturación presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCRF = \frac{CQCRF \cdot 100}{CQCF}$$

En donde:

CQCRF= Cantidad semestral de quejas resueltas que trataron de asuntos de facturación.

CQCF= Cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 91. Tiempo promedio de resolución de quejas por facturación

Mide el tiempo promedio semestral que transcurrió en la resolución de las quejas por facturación presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQCF = \frac{\sum_{i=1}^N TRQF_i}{CQCRF}$$

En donde:

TRQF_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por facturación *i*, hasta el momento en que se resolvió.

CQCRF= Es la cantidad semestral de quejas por asuntos de facturación resueltas.

Artículo 92. Porcentaje de quejas por facturación resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas por facturación resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por facturación resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QCRFFU = \frac{CQCRFFU \cdot 100}{CQCRF}$$

En donde:

CQCRFFU= Cantidad semestral de quejas por facturación resueltas a favor del usuario.

CQCRF= Cantidad semestral de quejas por facturación resueltas.

Artículo 93. Indicadores de quejas por medición

Los indicadores de quejas por medición miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente de las quejas presentadas por los abonados y usuarios en aspectos propios de la medición del servicio, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 94 al 97.

Artículo 94. Cantidad de quejas por medición por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa por asuntos de medición de acuerdo con lo indicado en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCMP = \frac{CQCM \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQCM= Cantidad de quejas semestrales por medición presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 95. Porcentaje de quejas por medición resueltas

Indica el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa que trataron sobre aspectos de medición con respecto del total de quejas por medición presentadas por los abonados y usuarios en

un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCRM = \frac{CQCRM \cdot 100}{CQCM}$$

En donde:

CQCRM= Cantidad semestral de quejas resueltas que trataron de asuntos de medición del total de quejas por medición presentadas en ese mismo semestre.

CQM= Cantidad semestral de quejas que trataron de asuntos de medición.

Artículo 96. Tiempo promedio de resolución de quejas por medición

Muestra el tiempo promedio semestral que transcurrió en la resolución de las quejas por medición presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQM = \frac{\sum_{i=1}^N TRQM_i}{CQCRM}$$

En donde:

TRQM_i= Es el tiempo, en hora hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por medición *i*, hasta el momento en que se resolvió.

CQCRM= es la cantidad semestral de quejas por asuntos de medición resueltas.

Artículo 97. Porcentaje de quejas por medición resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas por medición resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por medición resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QCRMFU = \frac{CQCRMFU \cdot 100}{CQCRM}$$

En donde:

CQCRMFU= Cantidad semestral de quejas por medición resueltas a favor del usuario.

CQCRM= Cantidad semestral de quejas por medición resueltas.

Artículo 98. Indicadores de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica

Los Indicadores de problemas en la calidad de la energía eléctrica, miden la gestión de la empresa en lo que se refiere al impacto en la propiedad de los abonados o usuarios por problemas en la calidad del suministro eléctrico de acuerdo con lo indicado en el artículo 72 y son los estipulados en los artículos del 99 al 102.

Artículo 99. Cantidad de quejas por calidad de la energía por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con lo indicado en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQPCP = \frac{CQPC \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQPC= Cantidad de quejas semestrales por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad semestral de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 100. Porcentaje de quejas por problemas debido a la calidad de la energía eléctrica

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto del total de quejas presentadas por los abonados y usuarios por problemas en la calidad de la energía eléctrica en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QPCR = \frac{CQPCR \cdot 100}{CQPC}$$

En donde:

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica resueltas del total de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas en ese mismo semestre.

CQPC= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas por los abonados y usuarios.

Artículo 101. Tiempo promedio de resolución de quejas por problemas de calidad de la energía

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica que fueron presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQPC = \frac{\sum_{i=1}^N TRQPC_i}{CQPCR}$$

En donde:

TRQPC_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por problemas en la calidad de la energía eléctrica hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica.

Artículo 102. Porcentaje de quejas por calidad de la energía resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica, presentadas por los abonados y usuarios en ese mismo semestre.

$$\%QPCRFU = \frac{CQPCRFU \cdot 100}{CQPCR}$$

En donde:

CQPCRFU= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica resueltas a favor del usuario.

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por daños debidos a la calidad de la energía eléctrica resueltas.

Artículo 103. Indicadores de quejas por otros aspectos

Los indicadores de quejas por otros aspectos miden la gestión de la empresa en lo que respecta a la atención expedita, oportuna y eficiente de quejas presentadas por los abonados y usuarios en áreas diferentes a las de facturación, medición y problemas en la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 104 al 107.

Artículo 104. Cantidad de quejas por otros aspectos por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa por otros aspectos, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 000 servicios.

$$CQOP = \frac{CQO \cdot 10000}{CSA}$$

En donde,

CQO= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 105. Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto de las quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QOR = \frac{CQOR \cdot 100}{CQO}$$

En donde:

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

CQO= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos.

Artículo 106. Tiempo promedio de resolución de quejas por otros aspectos

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas por otros aspectos que fueron presentadas por los abonados o usuarios durante un semestre.

$$TAQO = \frac{\sum_{i=1}^N TRQO_i}{CQOR}$$

En donde:

TRQO_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por otros aspectos, hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

Artículo 107. Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas por otros aspectos resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por otros aspectos resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QORFU = \frac{CQORFU \cdot 100}{CQOR}$$

En donde:

CQORFU= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario.

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

Artículo 108. Rangos permisibles

Los indicadores de evaluación de la gestión técnica y comercial deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora.

Artículo 109. Bases de datos

Cuando así lo solicite la Autoridad Reguladora, las empresas prestadoras deberán facilitarle el acceso a las bases de datos utilizadas para el cálculo y registro histórico de los indicadores estipulados en este capítulo.

Artículo 110. Cálculo de los indicadores de gestión técnica y comercial

Los indicadores de gestión técnica y comercial se calcularán semestralmente y deberán ser reportados a la Autoridad Reguladora en el formato electrónico editable y con las respectivas formulas y enlaces correspondientes, por el medio y en las fechas que establezca oportunamente la

Autoridad Reguladora. Además el informe presentado deberá incluir un análisis crítico sobre las razones que originan las quejas de mayor incidencia y las medidas correctivas a implementar por la empresa eléctrica.

CAPÍTULO XIII

CONSIDERACIONES PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN CONDOMINIOS

Artículo 111. Aplicabilidad normativa

Salvo que exista contradicción con lo indicado en los artículos del 112 al 120, en cuyo caso prevalecerán estos últimos, todos los aspectos regulados en esta norma relacionados con la prestación técnica y comercial del suministro eléctrico, son de aplicabilidad para las propiedades en condominio, sean horizontales o verticales, tanto de carácter residencial como general y comercial.

Artículo 112. Tensión de suministro y punto de entrega de la energía

La tensión de suministro en condominios será en media tensión, por tanto el punto de entrega de la energía será en los terminales de carga del medio de desconexión que instale la empresa eléctrica en la acometida.

No obstante lo anterior, en condominios residenciales, comerciales o generales con una cantidad de servicios menor o igual a seis, y cuya demanda agregada de diseño no supere 50 kVA monofásicos, la tensión de suministro podrá ser a baja tensión, siendo el punto de entrega de la energía los terminales de carga del medidor de energía eléctrica de cada servicio.

Artículo 113. Red interna del condominio: su operación y mantenimiento

En los condominios servidos a media tensión el costo, instalación, mantenimiento de la red eléctrica a media y baja tensión (incluyendo el equipo de transformación, de monitoreo y protección), de uso común de los condóminos, para la distribución interna del servicios de electricidad, correrá por cuenta del administrador del condominio.

Sobre la red eléctrica interna de uso común de los condominios, deberá de constituirse servidumbre a favor de la empresa distribuidora para efectos de la actividad de comercialización de la energía para uso final.

Correrá por cuenta también del condominio, los costos de operación de la red interna del condominio, salvo lo referente a la operación asociada a la comercialización de la energía (instalación, retiro y lectura de contadores eléctricos; corta y reconexión de servicios).

Artículo 114. Punto de medición integral del condominio. Servicio comunes

En cada condominio con suministro a media tensión, se instalará un sistema de medición a media tensión, para el registro de la energía consumida y potencia demandada por el condominio en su conjunto.

La instalación y mantenimiento (preventivo y correctivo) de este sistema de medición deberá ser efectuado por la empresa eléctrica y los costos correrán por cuenta de la administración del condominio.

En cada condominio con suministro eléctrico, tanto en baja como media tensión, se habilitará un servicio a baja tensión para la facturación del consumo eléctrico de las instalaciones comunes del condominio tales como: iluminación, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento y otros.

El consumo de los servicios, integral y común, correrá por cuenta de la administración del condominio. Ante falta de pago de estos servicios se aplicará lo indicado en el artículo 65.

Artículo 115. Puntos de medición particulares

En los condominios con suministro a media tensión, la empresa eléctrica instalará para cada servicio un medidor monofásico (120/240 V) o bifásico trifilar (120/208 V), según corresponda al diseño, conforme a la normas técnicas AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica” y AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”.

En condominios en donde los propietarios por condiciones de privacidad o seguridad, desean limitar el acceso del personal técnico de la empresa distribuidora, ésta, sin perjuicio de la servidumbre establecida en el artículo 113, instalará medidores de lectura y accionamiento remoto (corta y conexión), conforme a la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”. Que el costo adicional de instalación, el mantenimiento y sustitución de estos sistemas de medición y registro de energía y potencia correrá por cuenta de la administración del condominio.

Artículo 116. Ubicación de medidores y paneles de medidores

La ubicación de los medidores y paneles de medidores y del punto de medición integral en condominios se ajustará a lo indicado en la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

Artículo 117. Acceso a medidores y paneles de medidores de accionamiento remoto

De conformidad con lo establecido en el artículo 113, para efectos de control en la facturación, la administración de los condominios, tendrá la obligación de dar acceso a la empresa eléctrica para verificar el estado de los medidores de potencia y energía una vez al año, en la fecha y condiciones que se convenga entre las partes. Del mismo modo, cuando la empresa eléctrica tenga dudas sustentadas de que algún medidor no esté funcionando correctamente y requiera revisarlo, la administración del condominio tendrá la obligación de darle acceso a la empresa eléctrica, la cual lo solicitará previamente. En caso de perturbaciones el acceso debe ser inmediato.

Artículo 118. Aplicación tarifaria

La aplicación tarifaria tanto en condominios horizontales como verticales con suministro a media tensión se regirá por lo siguiente:

- a. **Servicios comunes:** la tarifa aplicable para servicios comunes tales como: iluminación común de naturaleza interior como exterior, bombeo de agua potable, accionamiento de

portones, piscinas, áreas de entretenimiento, será la correspondiente al uso tipo de la energía del condominio (residencial o general). En condominios de uso múltiple (residencial y comercial) se aplicará la tarifa correspondiente al servicio general.

- b. **Servicios particulares:** La tarifa para cada servicio particular será la correspondiente al uso de la energía (residencial o comercial).
- c. **Punto de medición integral:** La diferencia entre la suma de los consumos de energía y potencia (cuando corresponda) de cada servicio del condominio y el consumo registrado por el medidor del punto de medición integral del condominio (artículo 114), corresponde a las pérdidas técnicas propias del condominio (transformación y distribución), pérdidas por uso ilícito de energía y medición cuando existiese. Sobre este consumo se aplicará la tarifa correspondiente a servicio general.

La aplicación tarifaria en condominios horizontales con suministro a baja tensión se regirá por lo siguiente:

- a. **Servicios comunes:** La tarifa aplicable para servicios comunes tales como: iluminación común, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento, será la correspondiente al uso de la energía del condominio (residencial o general). En condominios de uso múltiple (residencial y comercial) se aplicará la tarifa correspondiente al servicio general.
- b. **Servicios particulares:** La tarifa para cada servicio particular será la correspondiente al uso de la energía (residencial o comercial).

Artículo 119. Responsabilidad de la empresa en la calidad del suministro

En condominios con suministro a media tensión, la empresa será responsable por la calidad y continuidad del suministro hasta los terminales de carga del medio de desconexión instalado por la empresa eléctrica en la acometida, por lo que no podrá responsabilizarse a la empresa eléctrica por daños originados en equipos o instalaciones de los propietarios o usuarios del condominio, por la calidad de la tensión o continuidad del suministro que no se deban a la red de media tensión de la empresa.

En condominios servidos a baja tensión, la empresa eléctrica será responsable de la calidad y continuidad del suministro eléctrico hasta los terminales del lado de la carga del medidor de energía y potencia. No obstante, no será responsable de daños ocasionados en la propiedad de abonados o usuarios que se deban al mal estado de la instalación eléctrica del inmueble, de conformidad con lo establecido en el artículo 56.

Artículo 120. Recargo por factor de carga y factor de potencia

Los condominios servidos a media tensión, serán responsables de mantener un factor de demanda superior al 0,75 de su capacidad instalada, en su equipo de transformación y el factor de potencia conforme a lo indicado en el artículo 41. En caso de incumplimiento del factor de potencia, se aplicará lo indicado en el artículo 41. En caso de incumplimiento del factor de carga, la empresa eléctrica aplicará una sobre-facturación de un 2% sobre el monto correspondiente a energía y demanda del medidor de registro del consumo integral, para efectos de compensar los costos que sobre el Sistema Que eléctrico Nacional genera el sobre diseño del transformador.

CAPÍTULO XIV

SERVICIOS PROVISIONALES

Artículo 121. Servicios provisionales generales

Para instalaciones tales como ferias, turnos, circos y otros semejantes que se instalan por un periodo menor a seis meses, el abonado deberá cubrir los costos de conexión y desconexión, instalación y reconexión de líneas, transformadores y cualquier otro aparato o equipo, más el costo de los materiales usados.

Estos servicios se conectan a través de un único punto de medición y por cuenta y riesgo de los abonados, quienes son responsables del cumplimiento de las disposiciones del "Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC), sin que pueda responsabilizarse a la empresa eléctrica por los daños a personas o propiedades causados por el estado defectuoso o deficiente de la instalación eléctrica. La tarifa aplicable a estos servicios será la general incluyendo el cobro de máxima demanda si es del caso.

Artículo 122. Tarifa para servicios provisionales para construcción

Para instalaciones como construcciones, remodelaciones (de edificios no ocupados) y otros semejantes no permanentes se brindará un servicio provisional por un periodo de seis meses prorrogable y se cobrará la tarifa general por el periodo de construcción de la obra.

Estos servicios se conectan a través de un único punto de medición en media o baja tensión y las instalaciones temporales alimentadas deberán cumplir con las disposiciones del "Reglamento de oficialización del Código Que eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC), siendo el profesional responsable del diseño e inspección de las obras temporales, el responsable por el estado de la instalación eléctrica interna.

CAPÍTULO XV

EXTENSIONES Y ADECUACIONES DE RED

Artículo 123. Extensiones de líneas mayores a un kilómetro

Cuando para otorgar un servicio eléctrico se requiera una extensión de la red a media tensión de la empresa sobre vía pública, el abonado o usuario deberá correr con los gastos de la construcción de dicha extensión, de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) Si éstas no están dentro de los planes de expansión a corto plazo, ni en los programas de inversión de la empresa y además, no son rentables técnica y económicamente para ella, el costo de la obra correrá por cuenta del interesado o abonado.
- b) Si éstas no están dentro de los planes de expansión de la empresa ni dentro de los programas de inversión, pero son rentables técnica y económicamente para ella, el costo de la obra correrá por cuenta de la empresa, previo un "aporte reembolsable" del interesado.

La empresa le reintegrará al interesado dicho aporte dentro de un plazo razonable que no superará los cinco años, empleando un mecanismo (elaborado por la empresa y sometido a aprobación de la Autoridad Reguladora), que considere, entre otras cosas: los ingresos que la operación de esta obra genere, la depreciación y la garantía de la utilización del servicio que permita la recuperación de lo invertido por la empresa.

- c) Si están dentro de los planes de expansión a corto plazo de la empresa y dentro de los programas de inversión, independientemente de su rentabilidad técnica y económica para ella, el costo de la obra le corresponderá a ésta, por cuanto ya están incluidas dentro de su base tarifaria.

No obstante, si el interesado requiere el servicio antes de lo previsto en el plan de inversiones, éste deberá efectuar un “aporte reembolsable”, a efectos de que no se alteren los programas de la empresa.

- d) En el caso de urbanizaciones, el costo de las extensiones o adecuaciones correrán por cuenta del urbanizador.
- e) Para obras de bien social o de emergencia, la empresa eléctrica deberá contar con un fondo, del cual pueda disponer dineros para las ejecuciones respectivas dentro de los plazos que estime deben realizarse.
- f) Para toda construcción o adecuación de red en el ámbito de media o baja tensión, que se efectúe dentro de propiedad privada, el costo correrá por cuenta del interesado, salvo aquellos casos en que la empresa eléctrica solicite servidumbre para el paso de sus redes por dichas propiedades, el cual correrá por cuenta de la empresa eléctrica.

Artículo 124. Instalación y costos de los transformadores

La instalación y costo de los transformadores ante la solicitud de servicio se regirá por las siguientes reglas:

- a. En el caso de que un interesado solicite un servicio a baja tensión, con una demanda estimada menor a 50 kVA monofásica o 150 kVA trifásica, bastará con que exista capacidad eléctrica en la red de la empresa distribuidora para que se le brinde el servicio. Que el interesado debe suplir el montaje requerido para albergar los transformadores, los cuales correrán por cuenta de la empresa eléctrica. Que el interesado además debe brindar acceso a la empresa eléctrica al lugar en donde se instalen los transformadores.
- b. Para el caso de los servicios a media tensión, el interesado deberá suministrar los transformadores, siendo además responsable de su mantenimiento. La empresa eléctrica es responsable únicamente de proveer los conductores de acometida y equipo conexo.

En ambos casos, de no contarse con capacidad eléctrica, la empresa no está obligada a brindar el servicio, salvo que el interesado corra con los gastos de adecuación de la red de acuerdo con lo indicado en el artículo 123 de esta norma.

CAPÍTULO XVI

DISPOSICIONES FINALES.

Artículo 125. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario, abonado o empresa eléctrica, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado.

Artículo 126. Multas y sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica, será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley No.7593 y leyes conexas.

Artículo 127. Implementación de indicadores

Las empresas eléctricas tendrán un plazo de un año para la implementación de la logística necesaria para el cálculo de los indicadores establecidos en el capítulo XII de esta norma.

Artículo 128. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial.

Artículo 129. Derogación de la norma AR-NT-SDC

Se deroga la norma AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, promulgada mediante la resolución RRG-2443-2001 del 21 de diciembre de 2001.

(“)

- II.** Derogar la norma técnica AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, emitida mediante resolución RRG-2443-2001 del 21 de diciembre de 2001.
- III.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 18 de febrero de 2015, lo señalado en el anexo B del oficio 0018-CAHMNE-2015, que consta en el expediente OT-300-2015 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

Dennis Meléndez Howell, Sylvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López, Adriana Garrido Quesada, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.