

Normativa aprobada mediante resolución RJD-070-2015 de las 15:05 horas del 23 de abril de 2015, publicada en el Alcance digital N° 31 a La Gaceta N° 85 del 5 de mayo de 2015.

Modificaciones

Resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance digital N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29 de setiembre de 2015.

**"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 que se susciten 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 e informadas preliminarmente 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 autorización de la Autoridad Reguladora.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 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_{min} : 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 desplazamiento: es el intervalo de tiempo comprendido entre el aviso del operador a la cuadrilla de mantenimiento y la llegada de la cuadrilla al lugar en donde se presenta la perturbación.

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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 solventa 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_{\min}	V_{\max}	V_{\min}	V_{\max}
Monofásico bifilar 120	114	126	110	127
Monofásico trifilar 120/240	114/22 8	126/252	110/220	127/254
Bifásico trifilar 120/208	114/19 7	126/218	110/191	127/220
Trifásico 120/208, conexión estrella	114/19 7	126/218	110/191	127/220
Trifásico 277/480, conexión estrella	263/45 6	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. Desequilibrio de la tensión suministrada

En el caso de sistemas trifásicos, la empresa distribuidora deberá diseñar y operar la red de distribución, de forma tal que en condiciones normales de explotación, para un periodo de siete días consecutivos, el 95% de los valores eficaces, calculados en 10 minutos, de la componente inversa de la tensión de suministro debe situarse entre el 0 y el 3% de la componente directa.

Transitorio: Dentro de los cuatro años contados a partir de la vigencia de esta norma, alternativamente al desequilibrio de tensión se podrá calcular el desbalance de tensión de acuerdo con lo siguiente:

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:

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

D = Porcentaje de desbalance (%)

$|\Delta m_{\acute{a}x}|$ = 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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 20) no debe sobrepasar el 5%.

$$TDA = \sqrt{\sum_{h=2}^{20} (v_h)^2}$$

Dónde: (V_h) es la amplitud relativa de la tensión armónica de orden h , en relación con la fundamental V_f , hasta la armónica individual número 20.

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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

Artículo 13. Corrientes armónicas

Las empresas eléctricas velarán porque los abonados o usuarios de tipo industrial y general, con servicios trifásicos ajusten sus instalaciones y equipamiento 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	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 20$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	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:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{20} (i_h)^2}}{i_L}$$

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

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 registrará 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: normal ($\pm 5\%$ de los valores nominales) y tolerable ($\pm 10\%$ de los valores nominales) 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 _{mín}	V _{máx}	V _{mín}	V _{máx}
Trifásico 4 conductores				
4 160/2 400	3 952/2 280	4 368/2 520	3 744/2 160	4 576/2 640
13 200/7 620	12 540/7 239	13 860/8 001	11 880/6 858	14 520/8 382
13 800/7 970	13 110/7 572	14 490/8 369	12 420/7 173	15 180/8 767
24 940/14 400	23 693/13 680	26 187/15 120	22 446/12 960	27 434/15 840
34 500/19 920	32 775/18 924	36 225/20 916	31 050/17 928	37 950/21 912
69 000/39 840	65 550/37 848	72 450/41 832	62 100/35 856	75 900/43 824

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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 regirá por la condición establecida en el artículo 14.

CAPÍTULO IV

VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN

Artículo 23. Límites de referencia

Las variaciones de tensión de corta duración, de origen transitorio (huecos y picos de tensión e impulsos) aunque son inevitables, pues pueden obedecer a factores tales como cambios en la operación del sistema de potencia, entrada y salidas de cargas y plantas de generación y a la influencia de descargas eléctricas de origen atmosférico, entre otros; sí pueden ser limitadas por parte de las empresas y los abonados y usuarios, en cuanto a su amplitud, duración y frecuencia, minimizando los efectos que éstas ocasionan en los artefactos eléctricos de los abonados y usuarios. Por lo anterior, deben ser medidos y estudiados por las empresas de distribución eléctrica, tomando como referencia la curva SEMI F47, con el fin de implementar medidas para minimizar su amplitud, duración y frecuencia.

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 ante los daños que se demuestre que han sido originados por la suscitación de variaciones de tensión de corta duración fuera de la referencia de la curva SEMI F47.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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, en el plazo de cuatro años a partir de la puesta en vigencia de esta norma, 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, 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 20.

Para estos equipos las empresas deberán de establecer un procedimiento de control, mantenimiento preventivo y de calibración conforme a las recomendaciones del fabricante.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 - 209 Δ	87% de Vn
	Pico de tensión	138/239Y - 276 Δ	115% de Vn
	Impulso	240/416Y - 480 Δ	200 % de Vn
	Tensiones Armónicas	3% de Vn	Para cada tensión armónica
		5% TDA	Armónicas hasta orden 20
	Desbalance	3%	
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 del 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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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	$V_n \leq 87$
	2	$87 < V_n \leq 91$
	3	$91 < V_n \leq 93$
	4	$93 < V_n < 95$
	5	$95 \leq V_n \leq 105$
	6	$105 < V_n \leq 107$
	7	$107 < V_n \leq 109$
	8	$109 < V_n \leq 113$
	9	$113 < V_n$

En donde:

Dm: Valor medido en porcentaje con respecto al nominal

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 criterio 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 auditoría, 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 coordinar con las empresas eléctricas el acceso a los datos e información, al equipo y el apoyo del personal técnico de las empresas reguladas, para efectos de la auditoría de los estudios de tensión efectuados por ellas.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 y la asimetría de las tensiones de fase. 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 un equipo de medición adicional ubicado representativamente a lo largo del circuito.

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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

Artículo 37. Uso del equipo de regulación de tensión

Para efectos de las mediciones del artículo 36, 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.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 solicitud, sobre lo ocurrido, causas y motivos que la originaron.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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)	
Rural	Urbano	Rural	Urbano
6	6	7	7

Los valores de la tabla 13 son indicativos. Los valores definitivos serán establecidos por la Autoridad Reguladora, dentro de los 24 meses contados a partir de la vigencia de esta norma, conforme al procedimiento que esta establezca, considerando los requerimientos de calidad de los usuarios y la topología, geografía y aspectos medioambientales de la red de distribución nacional. Así mismo se deberán modificar, de oficio o a petición de parte, cuando existan situaciones sustanciales que lo amerite.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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, desplazamiento y reparación, los cuales se definen conforme a lo indicado en el artículo 4.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 desplazamiento
- . 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

Influencias de redes eléctricas externas: Usuario: Sobrecarga
Usuario: daño instalación interna
ICE: Falla en el SEN
ICE: Mantenimiento programado
ICE: Desconexión de carga
Trabajos de otras empresas distribuidoras

d. Causas internas de la avería, limitándose las mismas a las siguientes:

Operativas	Sobrecarga mecánica Sobrecarga eléctrica Sobrecarga térmica Error humano
Envejecimiento	Desgaste Corrosión Fatiga
Mantenimiento	Falso contacto Error humano Uso inapropiado de materiales y equipamiento
Construcción	Errores de planeamiento y diseño Equipamiento o material defectuoso o inadecuado Errores de supervisión

e. Ubicación geográfica de la perturbación

Geográfica: Provincia
Cantón
Distrito

f. Ubicación topológica de la avería

Topológica: Subestación
Circuito o alimentador
Ramal
Componente fallado (Anexo I)

g. Anotar los efectos de la perturbación

Propias
Impropias

h. Acciones ejecutadas para eliminar la perturbación

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 un mes anterior a la fecha de inicio de la medición que determinó la condición deficiente y durante los meses inmediatos siguientes hasta tanto la empresa eléctrica no demuestre haber corregido la situación.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 fórmula siguiente:

Tabla N° 14
Factores de compensación por deficiencias de tensión

Categoría de parámetros	Clases	Clase (Dm)%	Factor de compensación económica (FCE)
Tensión	1	$V_n \leq 87$	1
	2	$87 < V_n \leq 91$	0,6
	3	$91 < V_n \leq 93$	0,4
	4	$93 < V_n < 95$	0,2
	5	$95 \leq V_n \leq 105$	0
	6	$105 < V_n \leq 107$	0,2
	7	$107 < V_n \leq 109$	0,4
	8	$109 < V_n \leq 113$	0,6
	9	$113 < V_n$	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).

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.

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 por interrupciones en el suministro eléctrico regirá dos años después de la puesta en vigencia de esta norma y la compensación económica a los usuarios por variaciones de tensión regirá cuatro 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 supe 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, sin contar el equipo de transformación, logrando disponer de triangulación de la calidad de tensión suministro brindada entre los puntos de medición instalada. Para el caso de que la red de baja tensión tenga solo dos extremos o que los servicios se brinden en forma radial a partir de los bornes del transformador, se instalarán dos puntos de medición.

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)

Este anexo fue modificado mediante resolución RJD-205-2015 de las 15:05 horas del 21 de setiembre de 2015, publicada en el Alcance N° 75 a La Gaceta N° 189 del 29/09/2015.