

Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 89, de 13 de abril de 2002
Referencia: BOE-A-2002-7133

TEXTO CONSOLIDADO

Última modificación: sin modificaciones

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica establece en su artículo 104 que «el distribuidor deberá disponer de un sistema de registro de incidencias de acuerdo con el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y de la calidad del producto» que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas de distribución. El plazo máximo de implantación será de un año desde la aprobación del mismo.

Por su parte, el artículo 108.3 del Real Decreto mencionado establece que las empresas distribuidoras «deberán disponer de un procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y la calidad del producto, homogéneo para todas las empresas y auditable. Este procedimiento será presentado de manera conjunta por las empresas distribuidoras para su aprobación por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto».

En cumplimiento de lo establecido en el precepto citado, las Asociaciones de distribuidores UNESA, ASEME y CIDE en cumplimiento de lo establecido en el artículo 108.3 del referido Real Decreto mediante escrito de fecha 11 de julio, presentaron conjuntamente el 16 de julio de 2001 al Ministerio de Economía el documento que contenía las propuestas de procedimientos de medida y control de la continuidad del suministro, homogéneos para todas las empresas y auditables.

Este documento propone los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI. También se definen las características del sistema de registro de incidencias, la información de base necesaria y la recogida y tratamiento de los datos de continuidad necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido sus condiciones de calidad individual y, en caso afirmativo, poder aplicarle el preceptivo descuento en facturación.

Con fecha 23 de julio de 2001, remitida propuesta a la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 108 antes citado, con objeto de que dicha Comisión emitiera su informe.

En este sentido emitió un informe favorable sobre la propuesta de «procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro», realizando algunas observaciones que se han incluido en el procedimiento que se aprueba.

En su virtud,

DISPONGO:

Primero.

Se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro que deberán aplicar las empresas distribuidoras de energía eléctrica, que figura en el anexo a la presente Orden.

Segundo. *Vigencia de la Orden.*

La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 22 de marzo de 2002.

DE RATO Y FIGAREDO

Excmo. Sr. Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa.

ANEXO

Procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico

1. Objeto

El objeto del presente procedimiento es proponer los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI. Asimismo en el procedimiento también se definen las características del sistema de registro de incidencias, la información de base necesaria y la recogida y tratamiento de los datos de continuidad necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido sus condiciones de calidad individual y, en caso afirmativo, poder aplicarle el preceptivo descuento en facturación.

2. Definiciones

En la descripción del proceso de obtención de los indicadores de Continuidad de Suministro aparecen algunos términos con las siguientes definiciones:

Red de Transporte: La definida en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Red de Distribución: La definida en el artículo 38 del Real Decreto 1955/2000.

Alta Tensión de Distribución (AT): Conjunto de instalaciones de distribución de tensión nominal superior a 36 kV.

Media Tensión (MT): Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal comprendida entre 1 kV y 36 kV.

Baja Tensión (BT): Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal hasta 1 kV.

Subestación de Transformación: Conjunto de instalaciones ubicadas en un emplazamiento común provistas de uno o varios transformadores con MT en el secundario, con aparata y obra complementaria precisas.

Centro de Maniobra: Conjunto de instalaciones de MT situadas en un mismo lugar, de la aparataje eléctrica y de los edificios necesarios para realizar, al menos, la función de conexión de dos o más líneas y su maniobra.

Centro de Transformación (CT): Instalación provista de uno o varios transformadores reductores a BT, con aparataje y obra complementaria precisas.

Línea MT: Conjunto de instalaciones (fundamentalmente, circuitos constituidos por segmentos de conductor) conectadas eléctricamente y con la misma tensión nominal, que se encuentran «aguas abajo» de un interruptor automático equipado con protecciones, o comprendidas entre dos interruptores automáticos equipados con protecciones.

Interrupción de Alimentación: Condición en la que el valor eficaz de la tensión en los puntos de suministro no supera el 10 por 100 de la tensión declarada. (artículo 100 del Real Decreto 1955/2000).

Continuidad de Suministro: Contenido de la calidad de servicio relativo al número y duración de las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos.

Incidencia: Es todo evento, y sus consecuencias asociadas, originado en los sistemas de Generación, Transporte o Distribución, que sea causa de una o varias interrupciones imprevistas de suministro con instalaciones afectadas relacionadas temporal y eléctricamente.

Interrupción Programada: Una interrupción se considera programada cuando se han cumplido los requisitos de información, notificación y autorización previstos en la legislación vigente, debidamente justificados.

Interrupción Imprevista: Toda aquella interrupción que no se ajusta a la definición de programada.

Indicadores de Continuidad de Suministro: Índices numéricos definidos al efecto de medir el número y/o la duración de las interrupciones de duración mayor de tres minutos que afectan a los clientes.

TIEPI: Es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$$

Donde:

ΣPI = Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» de duración H_i (en kVA).

K = Número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Percentil 80 del TIEPI: Es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.

NIEPI: Es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI}$$

Donde:

Σ PI = Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» (en kVA).

K = Número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos. A efectos de NIEPI, se computará una interrupción por cada incidencia.

Punto de Conexión en Red (PCR): es el punto físico en el que se sitúa la frontera de responsabilidad del distribuidor: la entrada de la caja general de protecciones para clientes de BT y el dispositivo de maniobra frontera para clientes de AT y MT.

Relación cliente-red: Es el vínculo que se puede establecer entre el cliente y las instalaciones desde las que se suministra. Consta de dos partes, la relación cliente-PCR, soportada y mantenida por la organización comercial y la relación entre el PCR y las instalaciones de red soportada y mantenida por la parte técnica. Según el grado de información de la red en los sistemas, la relación cliente-red podrá establecerse a nivel de distintos elementos de red (centro de transformación, de transformador, de cuadro de BT o de acometida).

Punto de agregación. Elemento de red en el que se establece la relación cliente-red.

3. Definición de zonas

A los efectos de calidad de suministro, el Real Decreto 1955/2000 establece la siguiente clasificación de zonas:

Zona Urbana: Conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

Zona Semiurbana: Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

Zona Rural:

Zona Rural Concentrada: Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.

Zona Rural Dispersa: Conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

No obstante, para empresas eléctricas que distribuyan en aquellos ámbitos territoriales con dispersión de la localización de la demanda en diferentes núcleos de población, dentro de un municipio, el Ministerio de Economía, a solicitud de la empresa distribuidora afectada, podrá definir las zonas, urbanas, semiurbanas y rurales en función de los citados núcleos.

4. Recogida de información sobre la continuidad del suministro eléctrico

Las compañías distribuidoras deberán disponer de sistemas que, de acuerdo con sus características específicas, permitan recoger información sobre las incidencias que se produzcan en su red de distribución.

Los datos necesarios para obtener el registro de interrupciones tienen un doble origen:

Los que provienen de los centros de control, tanto del telecontrol como de la actuación manual, donde se recogen las interrupciones de suministro con impacto en AT y/o MT y sus afectaciones hasta el nivel de transformador de CT y de cliente de AT y MT.

Los datos que provienen de los centros de atención al cliente, basados principalmente en la atención telefónica de clientes, y que recogen fundamentalmente las interrupciones de suministro con impacto en instalaciones de MT y BT y sus afectaciones hasta el punto de agregación.

4.1 Sistema de telecontrol (SCADA).

El sistema de telecontrol o «Supervisory Control and Data Acquisition» (SCADA) permite el registro de los datos de las incidencias producidas en la red de forma automática.

El registro cronológico de aperturas y cierres de elementos telecontrolados del SCADA es una fuente de contraste de los tiempos con relación a las maniobras asociadas a la incidencia a efectos de la trazabilidad o el seguimiento de la evolución de una incidencia desde el inicio de la misma.

4.2. Actuación manual.

Los datos obtenidos a partir de la actuación manual constituyen una fuente de información de incidencias donde no se dispone de telecontrol en la red o cuando éste no está operativo.

La captación manual de los datos relativos a las incidencias acaecidas en las redes de media tensión o superiores, únicamente será válida, en el futuro, ante la indisponibilidad, debidamente justificada, del telecontrol, por lo que, con carácter general, las empresas distribuidoras deberán implementar, en un plazo de tres años, sistemas de teleseñalización en todas las redes de media tensión o superiores.

El tiempo de inicio y cierre de las maniobras que afectan a las incidencias serán introducidas en el sistema de operación (DMS) durante los trabajos de reposición mediante comunicación con el despacho de maniobras de la brigada encargada de reponer el servicio.

Las instalaciones afectadas en cada reposición o corte de suministro serán las que se identifiquen en el sistema DMS durante los trabajos de reposición.

En los casos de actuación manual, no existe una fuente de contraste externa, pero el propio procedimiento de operación asegura, en su cumplimiento, la inmediatez entre la operación en campo y su anotación en el sistema de registro.

4.3 Centro de atención al cliente.

El centro de atención al cliente constituye el medio de comunicación entre la empresa distribuidora y sus clientes, a través del cual los consumidores pueden notificar a la compañía las anomalías producidas en su suministro eléctrico.

La sistemática distinguirá entre «llamada» y «aviso».

Por lo que respecta a este procedimiento, definimos como «llamada» a la relación para transmisión de información entre el cliente y el centro de atención al cliente o centro de atención telefónica. Habrá tantas llamadas como comunicaciones de los clientes con la empresa distribuidora.

Definimos como «aviso» a la relación para la transmisión de información entre el centro de atención de cliente y el centro de control de la red. Todo aviso de falta de suministro queda asociado a una incidencia. Si la incidencia no se ha detectado y registrado mediante el sistema automático de telecontrol, la hora de comienzo de la incidencia será la del primer aviso.

Las empresas distribuidoras dispondrán de un sistema que registre automáticamente la fecha y hora del aviso, de forma que se pueda verificar el instante de recepción.

Para la consideración de incidencia y generación de un aviso desde el centro de atención al cliente al centro de control, no se tendrán en cuenta las llamadas en las que la falta de suministro se deba a impago o avería en la instalación del cliente o cuya incidencia haya sido ya identificada, así como las ajenas al sistema de calidad.

5. Almacenamiento de datos

El objeto de este apartado es definir el sistema de almacenamiento de datos relativos a las incidencias y sus maniobras asociadas que se producen en la red eléctrica, y que afectan a la continuidad de suministro, es decir, que haya pérdida o recuperación de suministro.

Existen dos categorías para los datos que son necesarios para la información completa y correcta de una incidencia:

Datos de continuidad: Es la información de los intervalos horarios de interrupción de suministro y de las instalaciones afectadas asociadas.

Datos complementarios: Es la información sobre las características de la incidencia (causa, instalación origen, etc.).

Los datos de continuidad tanto de las maniobras telecontroladas como de las manuales, así como los precedentes del Centro de Atención al Cliente, serán recogidos en una aplicación informática auditable. La aplicación estará diseñada de forma que permita a un tercero independiente verificar todo el proceso de captación, modificación, transmisión, soporte y tratamiento de la información, mediante el almacenamiento de la información necesaria en el período de análisis, así como comprobar la compatibilidad y correcta relación de los sistemas de la sociedad afectados (Sistema de Registro de Incidencias, base de datos comercial, base de datos técnica, etc.), de modo que al final del trabajo de verificación se pueda afirmar con una seguridad razonable que la información elaborada por la empresa corresponde con la realidad.

La aplicación, independientemente de su implementación física, garantizará la posibilidad de verificar el control adecuado de los riesgos de confidencialidad, integridad, disponibilidad y relevancia de la información, así como los debidos a la infraestructura tecnológica, tal y como se describe en el apartado 15.

Además, la aplicación informática deberá reflejar exactamente las instalaciones afectadas por la incidencia, asociadas a los intervalos horarios de interrupción, y las maniobras que modifiquen el estado de afectación de las instalaciones, así como todos los datos adicionales necesarios para cumplir con los requerimientos del Real Decreto 1955/2000.

Tras la cumplimentación de la información de calidad de servicio para una incidencia, se llevará un registro de todos los cambios que afecten a los índices de calidad de servicio. En cada cambio, junto con sus modificaciones se registrará la fecha/hora del cambio y la persona que lo realiza.

Cuando se hayan calculado los índices para un período, la modificación de incidencias será restringida a personal autorizado, quedando igualmente todos los cambios registrados. Tras el cambio, los índices sobre los que pueda influir la incidencia serán calculados de nuevo.

Cualquier modificación posterior de los datos introducidos en el sistema requerirá justificación del motivo, así como la referencia a la documentación soporte que justifique el cambio.

6. Información asociada a una incidencia

La información mínima que estará asociada a una incidencia, para poder disponer de los diferentes indicadores con los formatos establecidos, es la siguiente:

Identificación de la incidencia: Mediante un código alfanumérico se identificará la incidencia para diferenciarla del resto de las incidencias gestionadas por la empresa.

Intervalos horarios con instalaciones afectadas: Una incidencia tiene uno o varios intervalos horarios en los que están afectadas una o más instalaciones. En cada intervalo horario puede haber diferentes instalaciones afectadas, o una misma instalación puede estar afectada en varios intervalos horarios de la incidencia. Al final, la información se presentará en forma de una tabla de fechas (dd-mm-aaaa) y horas (hh:mm:ss), inicial y final, para cada instalación afectada en cada uno de los intervalos horarios de la incidencia.

Una incidencia comprende una serie de intervalos horarios, con diferentes grupos de instalaciones afectadas, que están temporal y eléctricamente relacionados. La relación temporal implica que desde el inicio hasta el fin de la incidencia no existe ningún intervalo de tiempo superior a 10 minutos sin instalaciones afectadas. La relación eléctrica implica que las instalaciones están conectadas eléctricamente, y que el origen primero de la incidencia es único.

Se considerarán como instalaciones afectadas los centros de transformación de la empresa y las instalaciones de los clientes que se encuentren en servicio en el momento de la incidencia. Una instalación de cliente está en servicio cuando existe una relación contractual válida y en vigor en el momento de la interrupción, independientemente de que se produzca en ese momento demanda efectiva de energía por parte del cliente. En el caso de centros de transformación de la empresa que tengan más de un transformador, se especificarán los transformadores afectados, y siempre que se haya actuado en un elemento

de maniobra de MT. De esta forma se garantiza que queden registradas las interrupciones habidas en cada transformador o cliente de MT, con su intervalo horario de interrupción.

La información asociada a las instalaciones afectadas, necesaria para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro, se encontrará en las bases de datos de instalaciones y de clientes de MT de la empresa, que se detalla en el apartado 9.

La topología de la red está en la base del cálculo de las afectaciones de incidencias a partir de la conectividad de los elementos de maniobra de la red. A efectos de trazabilidad se guardará la relación de centros de transformación tanto de la empresa como del cliente o, en su caso, los puntos de conexión del cliente a la red, afectados en cada incidencia. Con esta información y la comprobación de que el sistema de operación asigna correctamente las instalaciones afectadas durante las incidencias, es suficiente para asegurar la trazabilidad de las incidencias.

Para el cálculo de los índices de calidad de suministro, cuando la incidencia tenga como origen la instalación de un cliente de MT, no se considerará la potencia contratada de este cliente en las potencias afectadas por la incidencia, pero sí la potencia del resto de instalaciones afectadas. Será una incidencia cuya causa está clasificada como terceros (instalación particular).

En consecuencia, si la incidencia sólo afecta al cliente y tiene como origen el mismo cliente, aunque se introduzca la incidencia en el sistema, no se tiene en cuenta para ningún indicador de continuidad de suministro.

En estos casos será necesario conservar la documentación soporte necesaria para poder considerar estas incidencias como de terceros.

En el caso de fusión de 1, 2 ó 3 fusibles de MT en la red general de distribución se considerará como una interrupción de suministro de las tres fases.

Las maniobras manuales en puntos donde no exista telecontrol, tendrán como instantes de realización los correspondientes a la confirmación de la ejecución por el personal que maniobre «in situ».

La apertura accidental de tramos de línea MT provocada por elementos no telecontrolados (fusibles, seccionadores, etc.) se contabilizará a partir del instante de recepción del primer aviso que se reciba en la empresa a través de un cliente afectado por la incidencia o a través de cualquier otra vía.

7. Criterios para la determinación del número y duración de las interrupciones

Para el cálculo de los indicadores de la continuidad del suministro, se seguirán los siguientes criterios:

Las interrupciones de duración igual o inferior a tres minutos no se tendrán en cuenta a ningún efecto.

La incidencia es la unidad básica de cálculo para el índice NIEPI y agrupa, según la definición, a todas las interrupciones que sufran las instalaciones de la misma zona conectadas eléctricamente por causa del mismo motivo y a partir del mismo instante. La agrupación de las interrupciones en la misma incidencia, debiéndose cumplir en todo caso las relaciones temporal y eléctrica comentadas en el apartado 6, se extenderá hasta la reposición total del servicio, momento en el cual se procede al cierre de la incidencia por haberse informado completamente. Todas aquellas maniobras que se ejecuten orientadas a la reposición del servicio no deben ser computadas como NIEPI.

La contabilidad de tiempos para el cálculo del TIEPI motivado por una incidencia tendrá en cuenta las potencias interrumpidas con intervalos de tiempo mayores de tres minutos.

8. Desagregación de los datos de la interrupción

Los datos de la interrupción se desagregarán conforme a lo indicado en el cuadro siguiente:

Programada		Imprevista			
Transporte	Distribución	Generación	Transporte	Terceros	Fuerza Mayor

que se corresponde con los siguientes criterios:

Tipo de la interrupción: Se indicará el tipo de la interrupción clasificándola en los siguientes conceptos:

Programada: La clasificación de una interrupción como programada requerirá conservar la documentación necesaria.

Imprevistas: En caso de no cumplir la condición señalada en el apartado anterior, la interrupción se considerará como imprevista.

Causa de la incidencia: Se indicará la causa que se supone ha originado la incidencia, como mínimo con el nivel de detalle de la siguiente clasificación:

Generación: Las incidencias causadas por la generación deberán ser contabilizadas, siempre y cuando produzcan cortes de mercado.

Transporte: Las incidencias causadas en la red de transporte y que afectan a la red de distribución, siempre y cuando afecten al suministro a clientes, se contabilizan conjuntamente en el sistema de registro de incidencias. Será necesario establecer el procedimiento de repercusión al transportista de las penalizaciones en que incurra, por este motivo, el distribuidor.

La clasificación de la causa de la interrupción como transporte se acreditará mediante informe del operador del sistema.

Terceros: Las causadas por personas físicas y jurídicas ajenas a la empresa distribuidora.

En este concepto se incluyen:

Otra empresa distribuidora.

Instalación particular: Incidencias debidas a instalaciones de clientes o de productores en régimen especial.

Acciones intencionadas o accidentales de terceros, conocidos o no, sobre instalaciones de la propia empresa distribuidora o transportista (pala excavadora, vehículo, actos de vandalismo o terrorismo, etc.).

Acciones de huelgas legales.

Fuerza mayor: Incidencias debidas a causas de fuerza mayor, aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de riesgos extraordinarios sobre personas y bienes (Real Decreto 2022/1986). No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.

Cada una de las causas anteriores vendrá identificada con un «Código de la Prueba» que hará referencia a la existencia de prueba para la exoneración, en su caso, de las consecuencias del incumplimiento de los índices de calidad.

Propias: En este apartado se incluyen:

Las interrupciones cuyas causas no respondan a lo establecido en los epígrafes transporte, terceros, fuerza mayor, o bien no debidamente justificadas.

Atmosféricas: Incluyen las causas con origen en fenómenos atmosféricos tales como lluvia, inundación, tormenta, nieve, hielo, granizo, niebla, viento, contaminación, polución, etc., siempre que no excedan los límites establecidos en el Reglamento de Riesgos Extraordinarios, en cuyo caso se considerarán de fuerza mayor.

Agentes Externos: Incluyen causas con origen en animales, arbolado, movimientos de terreno, etc.

Internas: Incluyen fallo de equipos y materiales, corrosión, defecto de diseño o de montaje, uso inadecuado, conexión y desconexión de instalaciones propias, mantenimiento, obras propias, reparto de cargas, etc.

Desconocidas.

En cuanto a la clasificación por causas, las incidencias vendrán clasificadas inicialmente en imprevistas y programadas. El centro de control hará una primera asignación de la causa de cada incidencia, que podrá ser modificada con la información recogida posteriormente.

9. Información asociada a instalaciones y clientes

En este apartado se establece la información mínima que deben contener las bases de datos de instalaciones y de clientes.

Un tema a considerar es la periodicidad de la actualización de la información relativa a las potencias. El criterio es el de realizar una actualización mensual de los datos base para el cálculo de los indicadores del mes correspondiente.

Las potencias instaladas (CT) y contratadas (clientes MT) necesarias para el cálculo se obtendrán a partir de las bases de datos técnica y comercial y se actualizarán, al menos, mensualmente.

En los cálculos de los denominadores de los índices se tendrán en cuenta las potencias del último día del mes. Los índices anuales se calcularán como suma algebraica de los mensuales.

Los tiempos de interrupción se obtienen por diferencia de los tiempos de registro de maniobra de las incidencias. A este efecto, sólo intervienen las maniobras que afecten a pérdidas y reposiciones de suministro.

El cálculo de los indicadores se realizará con la misma periodicidad que la actualización de los datos base de cálculo. Si éstos se actualizan mensualmente, el cálculo de los indicadores de ese mes, o fracción de mes, se realizará con los datos base del mes; y para períodos superiores al mes, se sumarán los respectivos indicadores mensuales. En este caso se dará el dato base del último mes del período considerado.

En el caso de indicadores que utilizan la potencia afectada por interrupciones, como es el caso del TIEPI, se utilizará la potencia instalada en los centros de transformación y la potencia contratada por los clientes de MT. La potencia contratada se obtendrá de la base de datos de clientes, y se sumará a la potencia instalada en los centros de transformación de empresa, presentándose los resultados en kVA.

9.1 Información necesaria para el cálculo.

La información mínima que se deberá tener con la periodicidad establecida en relación con las instalaciones de la empresa o de cliente y su nivel de agregación, es la siguiente:

Relación de todos los CCTT de empresa y clientes de MT conectados en cada tramo de las diferentes líneas.

Potencia instalada en kVA de cada transformador, para un CT de empresa, o potencia máxima contratada en kW, para un CT de cliente.

Municipio, tipo de zona (urbana, semiurbana, rural concentrada o rural dispersa) y provincia donde está ubicada la instalación.

En aquellas provincias en que la potencia instalada de la empresa distribuidora sea inferior a 1 por 100 (provincias con distribución marginal), la información de las interrupciones de estos clientes se podrá agregar a la de la provincia limítrofe de la cual provenga la línea que los alimente.

10. Metodología para el cálculo del indicador percentil 80 del TIEPI

10.1 Definición: Percentil 80 del TIEPI: Es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.

10.2 Recogida de datos: Este indicador se obtiene a partir de la información recogida para el cálculo del TIEPI. No es necesario por lo tanto un procedimiento específico.

10.3 Metodología para el cálculo: Una vez que se dispone de la información del TIEPI anual a nivel de CT o cliente de MT, se agrupará para calcular el TIEPI anual de cada uno de los municipios existentes en una provincia, desagregados por zonas.

En cada zona se ordenarán los municipios por orden creciente del TIEPI.

El percentil 80 del TIEPI será el correspondiente al municipio que ocupa la posición del 80 por 100 o su inmediata superior del total de los municipios así ordenados existentes en esa zona.

En aquellas provincias en las que en la zona urbana sólo exista un municipio, el percentil 80 del TIEPI será el propio TIEPI de dicho municipio.

11. Metodología para la obtención de información zonal de interrupciones en baja tensión

11.1 Definición: Una interrupción en baja tensión es aquella interrupción en el suministro causada por una incidencia en la red de BT y que no afecta a instalaciones de tensión superior (centros de transformación).

A los efectos de esta información, no se consideran interrupciones en baja tensión las interrupciones ocasionadas por incidencias en la red de MT ni aquellas que teniendo su origen en la red de BT afectan a un transformador MT/BT de un CT, ya que en ambos casos, se recogen en el indicador zonal de MT correspondiente.

11.2 Recogida de datos: La recogida de datos asociados a las interrupciones en baja tensión se hará por el centro de atención al cliente y se completará debidamente para que pueda ser introducida en la aplicación informática que gestiona esta información.

11.3 Información asociada a una interrupción: Se contabilizarán las interrupciones en la red de baja tensión que hayan dado lugar, como mínimo, a un aviso de reclamación por falta de suministro, agrupando en una sola, todas aquellas que provengan de una misma incidencia. Cada incidencia debe asignarse a su correspondiente centro de transformación. No obstante lo anterior, esta aproximación no debería ser de aplicación en aquellas empresas que actualmente ya dispongan de sistemas en que la conectividad cliente-red se realice a nivel de línea de baja tensión.

No se contabilizarán las interrupciones que tengan su origen en la propia instalación del cliente. El límite entre las instalaciones de la empresa distribuidora y del cliente se sitúa, conforme a la Reglamentación vigente, en la caja general de protecciones, correspondiendo ésta a la instalación del cliente.

Se desagregarán conforme a lo indicado en el siguiente cuadro:

Provincia	Zona	Municipio	Número de interrupciones		
			Imprevistas	Programadas	Total

12. Evaluación de la calidad individual

La evaluación de la calidad Individual y el consiguiente descuento en la facturación de los clientes depende básicamente del conocimiento del punto de agregación de los suministros de estos clientes y de la posibilidad de obtener el registro de interrupciones de las instalaciones desde las que se alimenta.

Así pues, el cómputo de la calidad individual implicará asociar a cada elemento de red en el que se conoce la relación cliente-red, y por extensión a todos los clientes que dependen del mismo, el registro de las interrupciones producidas, discriminando las que tienen derecho a descuento en la facturación, de aquellas que no lo tienen (programadas, transporte, terceros y fuerza mayor, así como las incidencias en zonas para las que se están elaborando o ejecutando planes de mejora de calidad de servicio y electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural, siempre que hayan sido autorizados por el órgano competente de la Administración correspondiente).

En el caso de clientes con más de un circuito de alimentación y un solo contrato, en los que el cliente puede alimentarse de cualquiera de ellos, se considerará interrumpido el suministro si falta tensión en todos los circuitos simultáneamente.

La conectividad cliente-red estará establecida al mayor nivel de detalle conocido de la red en cada caso. La relación cliente-red estará fijada, como mínimo, a nivel de centro de transformación. Esta aproximación únicamente será válida durante un periodo de tres años, transcurridos los cuales la conectividad cliente-red deberá establecerse a nivel de línea de BT, para lo cual se fomentará la captación de los parámetros de continuidad de suministro a través del propio equipo de medida de la energía.

No obstante lo anterior, esta aproximación no será de aplicación en aquellas empresas que ya dispongan de sistemas que permitan determinar la conectividad cliente-red a nivel de línea de BT.

Durante esta primera fase de tres años, las incidencias en las redes de baja tensión se asignarán a su correspondiente centro de transformación, repartiéndose el tiempo total y el número total de las mismas entre los consumidores que se alimenten desde dicho centro de transformación, de forma inversamente proporcional al número de salidas de baja tensión que existan en ese centro de transformación.

El registro de interrupciones en BT por punto de agregación es el resultado de superponer en el tiempo las afectaciones de MT del CT (o transformador MT/BT) del que depende el punto de agregación y las afectaciones de su red de BT. Asimismo, el registro de interrupciones en MT/AT por punto de agregación es el resultado de superponer las afectaciones, si procede, de las instalaciones de MT/AT del que depende el punto.

La calidad de los datos topológicos que determinan la agregación de instalaciones afectadas por una incidencia a uno o varios puntos de agregación, así como la asignación correcta de clientes a cada uno de los puntos de agregación determinará fundamentalmente la calidad de la medida de la calidad de suministro.

Si la relación cliente-red se encuentra a nivel de salida de BT, ésta será la unidad de imputación para las interrupciones de BT. En el caso de que se pueda estimar razonablemente la afectación de las interrupciones a nivel de línea de BT, la imputación de las mismas se realizará a dicho nivel. Si esto no fuera posible la imputación se realizará a nivel de centro de transformación.

En el caso de suministros en BT, se puede realizar el cálculo de las indemnizaciones anuales en base a la topología de red que haya en ese momento.

13. Cálculo de los descuentos en facturación

El descuento en la facturación tendrá un carácter anual y se aplicará automáticamente en los tres meses siguientes al año natural considerado. La factura, tanto de suministro como de peajes, en la que se proceda a realizar el descuento, deberá ser acompañada de una relación de todos y cada uno de los incidentes que han afectado a dicho suministro, especificando su duración, origen y las razones de su computo o no en el cálculo del referido descuento.

Para los clientes que se hayan dado de alta durante el año considerado, no se extrapolarán los datos de calidad individual, por lo que no se tendrá en cuenta la calidad del suministro del cliente anterior, si lo hubiera, que tuviese el mismo punto de suministro.

Las empresas distribuidoras deberán solicitar al cliente, en el momento de la rescisión del contrato, los datos necesarios para su posterior localización. Si tal localización posterior resultara fallida, las cantidades no pagadas deberán quedar depositadas en una cuenta bancaria, cuyo destino será objeto de una regulación específica.

No dan derecho a descuento en facturación las interrupciones programadas, de terceros y las de fuerza mayor, debidamente justificadas, así como las incidencias en zonas para las que se están elaborando o ejecutando Planes de Mejora de Calidad de Servicio y Electrificación y Mejora de la Calidad en el Ámbito Rural, siempre que hayan sido autorizados por el órgano competente de la Administración correspondiente.

13.1 Clientes cualificados: Para el cálculo de los descuentos en facturación por calidad individual a clientes cualificados se requiere:

Para cada cliente, identificación del punto de agregación que está asociado.

Zona asignada al punto de agregación que determina los umbrales en tiempo y número de interrupciones.

Registro de interrupciones del punto de agregación, con indicación de aquellas que dan derecho a descuento en facturación.

Facturación anual del cliente.

Energía anual suministrada.

Cuando se hayan superado los umbrales reglamentarios, la fórmula del descuento en facturación para cada uno de los conceptos, tarifas de acceso o energía dejada de suministrar, es aquella cuyo resultado sea la mayor de las siguientes:

Por peajes o tarifas de acceso:

$$D_{1T} = 5 \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot (T_I - U_T)$$

$$D_{1N} = \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \frac{(N_I - U_N)}{8}$$

Por la energía dejada de suministrar:

$$D_{2T} = 5 \cdot pf \cdot \bar{P}_f \cdot (T_I - U_T)$$

$$D_{2N} = pf \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \frac{(N_I - U_N)}{8}$$

Donde:

D_{1T} = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por peajes o tarifas de acceso.

D_{1N} = Es el descuento por número anual de interrupciones acumulado por peajes o tarifas de acceso.

D_{2T} = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por energía dejada de suministrar.

D_{2N} = Es el descuento por número de interrupciones anual acumulado por energía dejada de suministrar.

FE = Término de facturación de energía tal como se define en el artículo 12.2 del Real Decreto 2820/1998 de tarifas de acceso a las redes, emitida en el año anterior.

	6	
$E =$	\sum	$E_i =$ Energía anual suministrada = Suma de la energía suministrada.
	i=1	

en cada uno de los períodos tarifarios y definidos en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

P_{-f} = Potencia media facturada en el año.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

N_I = Número anual de interrupciones acumulado.

U_T = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

U_N = Umbral de número de interrupciones reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

pf = Precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción.

El descuento está limitado al 10 por 100 de la facturación anual (FE).

13.2 Clientes a tarifa: Los requisitos para el cálculo de los descuentos son los mismos que los de los clientes cualificados.

Cuando se hayan superado los umbrales reglamentarios, la fórmula del descuento es la mayor de las siguientes:

$$D_T = 5 \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot (T_I - U_T)$$

$$D_N = \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \cdot \frac{(N_I - U_N)}{8}$$

Donde:

FE = Facturación de energía emitida en el año anterior tal como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 en la que se establecen las tarifas eléctricas.

E = Energía anual suministrada.

\bar{P}_f = Potencia media facturada en el año.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

N_I = Número anual de interrupciones acumulado.

U_T = Umbral de tiempo de la zona de suministro.

U_N = Umbral de número de interrupciones de la zona de suministro.

El descuento está limitado al 10 por 100 de la facturación anual (FE).

En el caso de que el cliente haya tenido suspendido el suministro por falta de pago, no se aplicará descuento por facturación de aquellas interrupciones que se hayan producido dentro del período de suspensión.

En el caso de suministros que no estén al corriente de pago, podrá compensarse el descuento con la parte pendiente de pago por el cliente.

14. Documentación soporte

En este apartado se señala la documentación que deberán conservar las compañías distribuidoras para soportar la información contenida en sus sistemas, sin perjuicio de lo indicado en los apartados anteriores.

El sistema elegido para conservar la documentación debe permitir el análisis por parte de un auditor externo, considerándose válido el almacenamiento de la información en soportes magnéticos, ópticos o similares, siempre que cumpla con lo establecido en los párrafos siguientes.

14.1 Generación de avisos de incidencias: Las compañías distribuidoras conservarán como soporte los avisos que se generen con la fecha y la hora de los mismos registradas automáticamente que permita verificar el instante de generación del aviso.

14.2 Datos introducidos en el sistema de forma manual: Para garantizar la auditabilidad de los datos introducidos en el sistema de forma manual, se conservará el parte de operación o documentación soporte equivalente debidamente firmada por el jefe del equipo de trabajo. Alternativamente se considerará documentación soporte válida la información introducida directamente en el sistema de operación por la persona responsable y/o debidamente autorizada para ello, siempre y cuando el sistema garantice la identificación unívoca de la persona que ha realizado la introducción de los datos. Adicionalmente, se considerará válido el almacenamiento de la información en soporte magnético, óptico o similar y el escaneado de documentos físicos. La persona firmante del documento físico o electrónico se responsabilizará de la veracidad de la información contenida en el mismo.

En el caso de documentación relacionada con maniobras manuales, se incluirá claramente los instantes de realización de las maniobras, las instalaciones afectadas, los datos complementarios que se introduzcan en la aplicación informática y la identificación del responsable del equipo de trabajo, así como su cargo.

14.3 Modificación de los datos: La información complementaria de la incidencia que se recopile (partes de operación, autorizaciones para interrupciones programadas, tanto en la red propia de la distribuidora como en la del cliente, pruebas de causa de terceros o de fuerza mayor, etc.) deberá guardarse para justificar cualquier modificación de tiempos, afectaciones y clasificación de la misma con posterioridad a su cierre.

Tras la cumplimentación de la información de calidad de servicio para una incidencia, se llevará un registro de todos los cambios que afecten a los índices de calidad de servicio. En cada cambio, junto con sus modificaciones se registrará la fecha/hora del cambio y la persona que lo realiza.

Cuando se hayan calculado los índices para un período, la modificación de incidencias será restringida a personal autorizado, quedando igualmente todos los cambios registrados. Tras el cambio, los índices sobre los que pueda influir la incidencia serán recalculados.

14.4 Clasificación de la interrupción como programada: La clasificación de una interrupción como programada requerirá conservar la siguiente documentación:

Solicitud de autorización al órgano competente de energía de la Administración autonómica correspondiente con una antelación mínima de setenta y dos horas al instante de la interrupción, no computándose a tales efectos los sábados, domingos o festivos.

Documentación soporte que garantice que la comunicación individualizada a consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones superiores a 1kV y a los establecimientos que presten servicios declarados esenciales para informarles de la fecha y hora de inicio y fin de la interrupción se ha realizado al menos veinticuatro horas antes del momento del corte del suministro debidamente justificado y en su caso, copia de la comunicación. En caso de que se opte por realizar llamadas telefónicas se mantendrá un registro automático de llamadas realizadas que permita verificar el instante de realización.

Referencia del aviso publicado en dos de los medios de comunicación escrita de mayor difusión en la provincia correspondiente informando de la fecha y hora de inicio y fin de la interrupción.

14.5 Clasificación de la interrupción como originada por terceros: La clasificación de la interrupción como originada por terceros exigirá conservar algunos de los siguientes documentos:

Documento firmado por un tercero (empresa transportista, otra empresa distribuidora, cliente, productor, etc.) responsabilizándose de la incidencia o documento notarial o documento emitido por una Administración competente en la materia o autoridad gubernativa responsabilizando de la incidencia a un tercero. En caso de no disponer de este documento también se considerarán válida cualquier prueba (denuncia ante instancia policial, prueba pericial, fotografías, vídeo, etc.) que permita asignar la causa a terceros.

Denuncia ante la autoridad correspondiente ratificando el hecho para los casos de accidente causado por terceros, vandalismo o terrorismo.

Autorización de huelga emitida por la autoridad competente y documentación firmada por el responsable técnico de la instalación afectada por la interrupción señalando la relación «causa-efecto» existente entre la huelga y la interrupción, cuando la interrupción se deba a una huelga legal.

14.6 Clasificación de la interrupción como originada por fuerza mayor: La clasificación de la interrupción como originada por fuerza mayor exigirá conservar documentación que acredite que la interrupción ha sido motivada por una de las causas aceptadas como tales por la Administración competente. Se considerarán como causa de fuerza mayor:

Fenómenos atmosféricos que superen los límites que establece el Reglamento de Riesgos Extraordinarios para definir su carácter extraordinario. Para poder probar esta circunstancia será necesario adjuntar los partes meteorológicos del momento de la incidencia.

Interrupciones causadas por solicitudes de los Servicios de Protección Civil, Policía o cualquier otro organismo autorizado. En estos casos se deberá solicitar documento justificativo de dicha solicitud firmada por el organismo correspondiente.

15. Sistemas informáticos

Las compañías distribuidoras mantendrán un adecuado control y dispondrán de sistemas que permitan la verificación de las siguientes características de la información almacenada:

Confidencialidad: El acceso a los sistemas estará restringido a determinadas personas con autorización. Se definirán diferentes perfiles de forma que se controle el acceso a la información, aplicaciones, procesos y entorno de red, garantizando la identificación de la

persona que introduzca o modifique un dato y negando el acceso a cualquier persona sin autorización.

Integridad: Las compañías garantizarán la fidelidad y la precisión de la información contenida en sus sistemas, controlando que no se produzcan errores de procesos, aplicaciones o de gestión, que supongan alteraciones de la información.

Disponibilidad: La información se encontrará accesible para su consulta y tratamiento siempre que sea necesaria. Cada compañía mantendrá un sistema adecuado de respaldo de sus datos, mediante copias de seguridad periódicas, de forma que se garantice la disponibilidad de los mismos ante posibles incidencias.

Adicionalmente la infraestructura tecnológica elegida para implementar los sistemas informáticos de la compañía garantizará la eficiencia de la definición, desarrollo, mantenimiento y operación en los entornos de proceso y sistemas de aplicaciones para los objetivos establecidos en este procedimiento.

16. Modelo de informe

La información con los datos de calidad zonal a presentar a las Administraciones competentes deberá estar previamente auditada y tendrá el formato que se recoge en el anexo.

ANEXO

Formato datos de TIEPI y NIEPI debido a interrupciones largas

Municipio	Zona	Pot. Ins. (MVA)	Programadas			Imprevistas				Total
			Transporte	Distribución	Total	Generación	Transporte	Terceros	Fuerza mayor	
Comunidad Autónoma:						Provincia:				

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.
Más información en info@boe.es