



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME SOLICITADO POR LA DGPEyM SOBRE
LA PROPUESTA DE "PROCEDIMIENTOS DE
MEDIDA Y CONTROL DE LA CONTINUIDAD DE
SUMINISTRO Y DE LA CALIDAD DE PRODUCTO"
PRESENTADA CONJUNTAMENTE POR UNESA,
ASEME Y CIDE**

20 de diciembre de 2001

INFORME SOLICITADO POR LA DGPEyM SOBRE LA PROPUESTA DE "PROCEDIMIENTOS DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CONTINUIDAD DE SUMINISTRO Y DE LA CALIDAD DE PRODUCTO" PRESENTADA CONJUNTAMENTE POR UNESA, ASEME Y CIDE

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, conforme al artículo 108.3 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, oídos los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión celebrada el día 20 de diciembre de 2001 ha acordado emitir el presente:

INFORME

1. ANTECEDENTES

Con fecha 26 de julio de 2001 ha tenido entrada en la CNE escrito remitido por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio de Economía, por el que se solicita, de acuerdo con lo establecido en el artículo 108.3 del Real Decreto 1955/2000, informe sobre la propuesta de "Procedimientos de medida y control de la continuidad del suministro y de la calidad de producto", presentados conjuntamente por las asociaciones UNESA, ASEME y CIDE ante dicha DGPEyM.

Con fecha 31 de julio de 2001 se remitió escrito a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de la CNE, solicitando observaciones sobre la referida

propuesta de "Procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro y de la calidad de producto".

Con fechas 21 de septiembre, 5 de octubre y 5 de noviembre de 2001 tuvieron entrada en la CNE escritos de contestación, respectivamente, de REE Departamento de Industria, Comercio y Desarrollo de la Comunidad de Aragón y OMEL, aportando comentarios a la citada propuesta de Procedimiento.

El Consejo de Administración de la CNE, en su sesión del día 4 de diciembre de 2001 examina un avance de informe sobre la citada propuesta de "Procedimientos de medida y control de la continuidad del suministro y de la calidad de producto" y acuerda su remisión a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Con fecha 12 de diciembre se celebró reunión del Consejo Consultivo de Electricidad, en el que varios de sus miembros manifestaron sus opiniones sobre la referida propuesta de procedimientos.

Con fecha 14 de diciembre de 2001 tuvo entrada en la CNE escrito de UNESA adjuntando observaciones al avance de informe remitido por la CNE.

2. NORMATIVA APLICABLE

2.1. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Artículo 10 sobre *Garantía de suministro*, apartado 1:

"Todos los consumidores tendrán derecho al suministro de energía eléctrica, en el territorio nacional, en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno".

- Artículo 41 sobre *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras*, apartado 1.b):

"Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma

regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen, manteniendo las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica”.

- Artículo 45 sobre *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras y comercializadoras en relación al suministro, apartado 1.g):*

“Asegurar el nivel de calidad de servicio que, de acuerdo con los criterios de diferenciación por áreas y tipología del consumo a que se refiere el siguiente Capítulo, se establezca reglamentariamente”.

- Artículo 48 sobre *Calidad de Suministro:*

“1. El suministro de energía eléctrica deberá ser realizado por las empresas titulares de autorizaciones previstas en la presente Ley con las características y continuidad que reglamentariamente se determinen para el territorio nacional, teniendo en cuenta la diferenciación por zonas a la que se refiere el número siguiente.

Para ello, las empresas de energía eléctrica contarán con el personal y medios necesarios para garantizar la calidad del servicio exigida por las reglamentaciones vigentes.

Las empresas eléctricas y, en particular, las distribuidoras y comercializadoras promoverán la incorporación de tecnologías avanzadas en la medición y para el control de la calidad de suministro eléctrico”.

2. La Administración General del Estado determinará unos índices objetivos de calidad del servicio, así como unos valores entre los que estos índices puedan oscilar, a cumplir tanto a nivel de usuario individual, como para cada zona geográfica atendida por un único distribuidor. Estos índices deberán tomar en consideración la continuidad del suministro, relativo al número y duración de las interrupciones, y la calidad del producto, relativa a las características de la tensión. Las

*empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información, convenientemente auditada, necesaria para la determinación objetiva de la calidad del servicio. Los datos de los índices antes citados serán hechos públicos con una periodicidad anual.
...//...*

4. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento para determinar las reducciones que hayan de aplicarse en la facturación a abonar por los usuarios si se constatará que la calidad de servicio individual prestado por la empresa es inferior a la reglamentariamente exigible”.

2.2. 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.

- **Artículo 101** sobre *Continuidad del suministro*, apartado 3:

...//...

"Las interrupciones programadas deberán ser comunicadas a los consumidores afectados con una antelación mínima de veinticuatro horas, por los siguientes medio:

a) Mediante comunicación individualizada, de forma que quede constancia de su envío, a los consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones superiores a 1 kV y a los establecimientos que presten servicios declarados esenciales.

b) Mediante carteles anunciadores, situados en lugares visibles, en relación con el resto de consumidores, y mediante dos de los medios de comunicación escrita de mayor difusión de la provincia".

- **Artículo 104** sobre *Cumplimiento de la calidad de suministro individual*, apartado 1:

"El distribuidor deberá disponer de un sistema de registro de incidencias de acuerdo con el procedimiento de medida y control que se establezca según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 108, 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 citado procedimiento".

- Artículo 105 sobre *Consecuencias del incumplimiento de la calidad de suministro individual, apartado 8:*

...//...

"No se considerarán incumplimientos de calidad los provocados por causa de fuerza mayor o las acciones de terceros, siempre que la empresa distribuidora lo demuestre ante la Administración competente. En cualquier caso, no se considerarán como casos de fuerza mayor los que resulten de la inadecuación de las instalaciones eléctricas al fin que han de servir, la falta de previsión en la explotación de las redes eléctricas o aquellos derivados del funcionamiento mismo de las empresas eléctricas. En caso de discrepancia, resolverá la Administración competente. Asimismo, 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".

- Artículo 108 sobre *Información sobre la calidad de servicio:*

1. *...//...*

"Para tensiones hasta 1 kV, elaborarán anualmente información agregada sobre interrupciones registradas, discriminando por cada tipo

de zona y provincia y municipio, distinguiendo las programadas de las imprevistas.

...//...

3. Las empresas distribuidoras deberán disponer de un procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro y la calidad de 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.

4. La información obtenida será sometida a las correspondientes auditorias, a fin de obtener un examen sistemático e independiente. Para ello deberán disponer de un registro de todas las incidencias detectadas durante los últimos cuatro años.

...//...

7. El Ministerio de Economía publicará anualmente, con la información auditada facilitada por las propias empresas, un resumen de los niveles de calidad obtenidos para cada uno de los indicadores establecidos.

- Artículo 109 sobre Responsabilidades en el cumplimiento de la calidad, apartado 1:

"La responsabilidad del cumplimiento de los índices de calidad de suministro individual y zonal, corresponde a los distribuidores que realizan la venta de energía al consumidor o permiten la entrega de energía mediante el acceso a sus redes, sin perjuicio de la posible repetición, por la parte proporcional del incumplimiento, por la empresa distribuidora contra la empresa titular de las instalaciones de transporte, responsable de la entrega de energía en los puntos de enlace entre las instalaciones de transporte y las instalaciones de distribución. Si existieran discrepancias sobre el sujeto que provocara la deficiencia, la

Comisión Nacional de Energía determinará los concretos sujetos del sistema a cuya actuación sean imputables las deficiencias".

- **Artículo 110** sobre *Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras, apartado 1:*

“La exoneración de la responsabilidad del distribuidor respecto de las perturbaciones producidas por sus consumidores se producirá si consta que previamente ha requerido al causante para que cese su actitud y, caso de no ser atendido dentro del plazo otorgado al efecto, se hubiera procedido a efectuar la denuncia ante la Administración competente, quien deberá requerir al consumidor que produce las perturbaciones para que instale los equipos correctores, pudiendo ordenar el corte si no es atendido el requerimiento".

3. PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

El documento "Procedimiento de Medida y Control de la Continuidad de Suministro Eléctrico" presentado por UNESA, ASEME y CIDE en cumplimiento del artículo 108.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, viene a proponer los criterios y 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 establecidos en el referido Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre: TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI.

Dicha propuesta de procedimiento establece en su punto 4 sobre "Recogida de información sobre la continuidad del suministro eléctrico" que las empresas distribuidoras deberán disponer de sistemas que, de acuerdo con sus características específicas, permitan recoger los datos necesarios para evaluar las incidencias que se produzcan en la red. La recogida de estos datos puede

ser, de acuerdo con dicha propuesta, automática o manual. 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.

Así mismo, en el punto 5 sobre "Almacenamiento de datos" se propone que los datos de continuidad sean recogidos en una aplicación informática auditable. Dicha aplicación será diseñada de forma que se recojan los datos más relevantes para proporcionar una información completa y correcta de cada una de las incidencias. La modificación posterior de cualquiera de los datos introducidos requerirá una expresa justificación, así como la referencia a la documentación soporte que justifique el cambio realizado.

El punto 6 sobre "Información asociada a una incidencia" establece que la información mínima para realizar un correcto análisis de la incidencia registrada en la aplicación sería, según la reiterada propuesta de Procedimiento, un código alfanumérico de identificación de la incidencia y los intervalos horarios en los que alguna de las instalaciones se vea afectada por la incidencia registrada. En cada intervalo horario puede haber diferentes instalaciones afectadas, o una misma instalación puede estar afectada en varios intervalos horarios de la incidencia.

Se considerarán como instalaciones afectadas los centros de transformación de la empresa y las instalaciones de los clientes que tengan un contrato de suministro en vigor en el momento de la incidencia.

El punto 7 sobre "Criterios para la determinación del número y duración de las interrupciones" propone una serie de criterios para el cálculo de los indicadores de la continuidad del suministro.

La desagregación de los datos de la interrupción, que se propone en el punto 8, se llevará a cabo en base al: Tipo de interrupción (programada o imprevista) y Causa de la incidencia (Transporte, Terceros, Fuerza Mayor y Propias).

Las incidencias vendrán clasificadas inicialmente en imprevistas y programadas. El Centro de Control hará una primera asignación de la causa de cada incidencia.

El punto 9 propone la información mínima que deben contener las bases de datos de instalaciones y de clientes, así como la periodicidad de la actualización de la información relativa a las potencias. Las potencias instaladas (CT) y contratadas (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 puntos 10 y 11 se recogen las propuestas de metodología para el cálculo del indicador Percentil 80 del TIEPI y para la obtención de información zonal de las interrupciones en Baja Tensión, respectivamente.

En el punto 12 del procedimiento sobre "Evaluación de la Calidad Individual" se pone de manifiesto que ésta y el consiguiente descuento en la facturación de los clientes, depende básicamente del conocimiento del punto de agregación de los suministros de los clientes afectados y del registro de interrupciones correspondiente a las instalaciones desde las que se alimenta.

Asimismo, la propuesta de Procedimiento viene a establecer la conectividad cliente-red al mayor nivel de detalle conocido en cada una de las empresas distribuidoras, fijando el mínimo a nivel de centro de transformación.

La propuesta del procedimiento en su punto 13 sobre "Cálculo de los descuentos en facturación", indica que, en su caso, el descuento a aplicar en la facturación tendrá un carácter anual y se aplicará automáticamente dentro de los tres meses siguientes desde el final del año natural considerado. En este punto se desarrolla la metodología de cálculo de los descuentos en facturación por Calidad Individual a clientes cualificados y a clientes a tarifa.

En el punto 14 sobre la "Documentación Soporte" se señala la documentación que deben conservar las compañías distribuidoras para soportar la información contenida en sus sistemas, de tal manera que permita el análisis por parte de un auditor externo.

En relación a los "Sistemas informáticos", recogida en el punto 15, se establece que las empresas distribuidoras deberán mantener un adecuado control y

disponer de sistemas que permitan la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información almacenada en la aplicación.

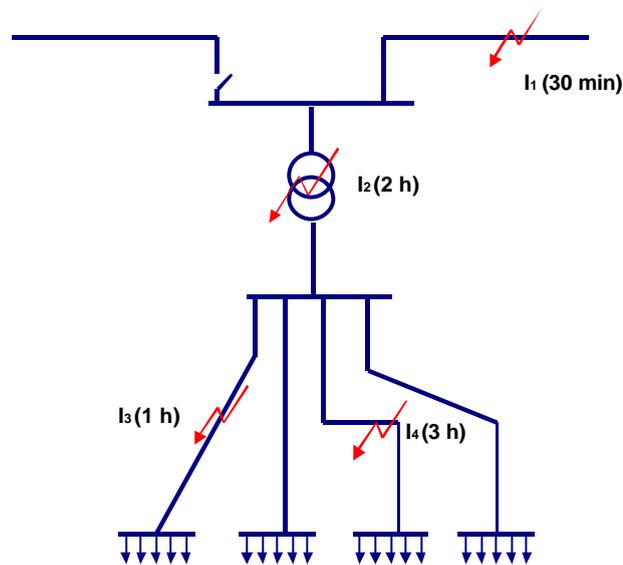
Por último, la propuesta de procedimiento establece que la información con los datos de calidad zonal a presentar a las Administraciones competentes tendría el formato propuesto en su Anexo adjunto.

4. COMENTARIOS SOBRE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

PRIMERO.- De acuerdo con los preceptos legales citados anteriormente, el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro debe ser homogéneo para todas las empresas, independientemente de su tamaño, y auditable. Para que dicho procedimiento sea homogéneo es necesario que la conectividad cliente-red sea la misma para todas las empresas distribuidoras y no, como se propone, que la misma quede a libre decisión de cada empresa. De otro modo, se hace imposible cualquier comparación rigurosa de los índices de calidad de las diferentes empresas.

En relación con lo anterior, esta Comisión estima que, dado que más del 90 % de la falta de continuidad del suministro es debida a incidencias en las redes de Media Tensión, podría establecerse una primera fase en que la conectividad cliente-red se realizase a nivel de Centro de Transformación, sin que ello venga a significar que no se midan y computen las incidencias de la red de Baja Tensión. Así, podría considerarse adecuado que, en esta primera fase, el número de incidencias en Baja Tensión y el tiempo de interrupción de las mismas, asignable a cada cliente que se alimenta de un determinado Centro de Transformación, viniera dado por el resultado de dividir el número total de incidencias de Baja Tensión de dicho Centro de Transformación y el tiempo total de interrupción provocado por dichas incidencias, respectivamente, entre el número de salidas

de Baja Tensión del Centro de Transformación. En el siguiente esquema se expone, a modo de ejemplo, la imputación a los distintos clientes que se alimentan desde un mismo Centro de Transformación de una incidencia en la línea de Media Tensión que lo alimenta, de una incidencia en el propio transformador y de dos incidencias en salidas de Baja Tensión.



$$\text{Número de interrupciones} = 1 + 1 + \frac{(1+1)}{4} = 2,5$$

$$\text{Tiempo de interrupción} = 0,5 + 2 + \frac{(1+3)}{4} = 3,5$$

De acuerdo con lo anterior, las incidencias en las redes de Baja Tensión deben asignarse a su correspondiente Centro de Transformación, con independencia de que, a efectos informativos, y en cumplimiento del artículo 108.1 del Real Decreto 1955/2000, se integren a nivel de municipio, tal y como la propuesta de Procedimiento señala. 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.

En una segunda fase, que deberá comenzar tres años más tarde, la conectividad cliente-red tendría que establecerse a nivel de línea de baja tensión. En este

sentido, se estima oportuno profundizar en la captación de la medida de la continuidad de suministro a través del propio equipo de medida de la energía.

SEGUNDO.- Esta Comisión estima necesario minimizar la captación de información de las incidencias en las redes de Media Tensión o superiores, mediante lo que la propuesta de Procedimiento define como "Actuación Manual", debiendo quedar ésta limitada a cuando no esté operativo, de manera justificada, el Telecontrol, por lo que las empresas distribuidoras deberían disponer, en un plazo que podría ser de unos tres años, de sistemas de teleseñalización en todas las redes de Media Tensión o superiores. En cuanto a la captación de incidencias en las redes de Baja Tensión, hoy por hoy vía los Centros de Atención al Cliente, debería evolucionar, mediante la utilización de la última tecnología disponible en cuanto a la transmisión de información vía la red de Baja Tensión se refiere.

TERCERO.- Esta Comisión estima necesario que, dentro de la desagregación de las interrupciones imprevistas propuesta en el Procedimiento que se informa, deberían incluirse las incidencias causadas por fallos en la generación, siempre y cuando produzcan cortes de mercado.

CUARTO.- Conforme a lo que establece el artículo 109 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, dentro de las incidencias que pueden producir un descuento en la facturación del consumidor final por parte de las empresas distribuidoras deben constar las incidencias causadas en la Red de Transporte, sin perjuicio de la posible repetición, por la parte proporcional del incumplimiento, por la empresa distribuidora contra la empresa transportista.

QUINTO.- En relación con las incidencias en las redes de distribución provocadas por instalaciones de clientes o de productores, únicamente quedarán excluidas en el cálculo de las bonificaciones en la facturación a los clientes, si se

ha cumplido con lo establecido en el artículo 110.1 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y no en cualquier caso, como se recoge en la propuesta de Procedimiento que se informa.

SEXTO.- En cuanto a las incidencias debidas a causa de fuerza mayor debería añadirse al texto propuesto lo establecido en el artículo 105 del Real Decreto 1955/2000, en el sentido de que 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.

SÉPTIMO.- En las formulas para el cálculo de los descuentos por incumplimiento de la calidad de servicio individual, debe utilizarse, de acuerdo con el artículo 105 del Real Decreto 1955/2000, la potencia media anual facturada y no la potencia media anual demandada, tal y como se propone en el Procedimiento que se informa. Es decir, en todas las fórmulas recogidas en el Procedimiento que se informa, habría que sustituir el multiplicando $\frac{E}{8760}$ por la potencia media facturada en el año \bar{P}_f .

OCTAVO.- En la propuesta de Procedimiento que se informa, se viene a obligar a que los clientes con tensión de suministro superior a 1 kV y los establecimientos que presten servicios declarados como esenciales, deben facilitar un número de teléfono, un número de fax o una dirección de correo electrónico, para que la empresa distribuidora pueda comunicarles las interrupciones programadas. Esta propuesta no respeta lo establecido al respecto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por lo que esta Comisión estima procedente la eliminación de dicha obligación.

NOVENO.- No se considera pertinente que el descuento en la facturación se vincule a que, en el momento de realizarse dicho descuento, el contrato de suministro esté en vigor. Por ello, esta Comisión estima necesario que las empresas distribuidoras procedan a solicitar a estos clientes, en el momento de darse de baja en el suministro, los datos necesarios para su posterior localización. En el caso de que finalmente sea imposible tal localización, las empresas distribuidoras deberán depositar estos descuentos no abonados en una cuenta bancaria, cuyo destino será objeto de una regulación específica.

DÉCIMO.- En aras a que los consumidores, y en su caso los comercializadores que los representan, dispongan de toda la información relativa a las incidencias habidas a lo largo de cada ejercicio, las empresas distribuidoras, dentro de los tres meses siguientes a la finalización de cada ejercicio y, en todo caso, cuando procedan a realizar el descuento por incumplimiento, deberán acompañar a la factura de suministro, y en su caso a la factura de peajes, 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.

UNDÉCIMO.- La información relativa a la continuidad de suministro a presentar a las Administraciones competentes, además recogerse en el formato propuesto, con las modificaciones ya comentadas, debe ser previamente auditada según se establece el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

5. PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

El documento "Procedimiento de Medida y Control de la Calidad de Onda" define los parámetros que pueden afectar a la calidad del producto y propone los criterios y metodología a seguir para la medida y tratamiento de los datos de los distintos aspectos de la calidad de onda.

En el punto 3 de la referida propuesta se definen las características técnicas de la electricidad que pueden afectar a la calidad del producto y que no son otras que las referenciadas en la norma UNE-EN 50.160: Frecuencia, Variaciones del valor eficaz de la tensión, Huecos de tensión, Interrupciones breves, Flicker (parpadeo), Armónicos, Sobretensiones transitorias y Desequilibrios de la tensión.

El procedimiento propuesto presenta, en su punto 4, un Plan de Medidas para las características más relevantes de la onda, estableciendo indicaciones concretas relativas a la realización de las mediciones, como por ejemplo el período de medición, y en cuanto a la ubicación de los equipos registradores: fijos o portátiles, dependiendo de la característica a medir.

El Plan de Medidas, de acuerdo con la propuesta, debe tener el adecuado equilibrio entre el coste de su implantación y explotación y el beneficio derivado de la información que proporciona. Su implantación, de acuerdo con la propuesta, debería ser progresiva, de manera que permita a las empresas ir acomodando los sistemas de recogida y tratamiento de los datos a los nuevos requerimientos.

Los equipos registradores específicos de calidad de onda deberán cumplir, de acuerdo con la propuesta, las normas que establezca el Comité Electrotécnico Internacional (CEI).

Por último, la propuesta de procedimiento establece que la información con los datos relativos a las Variaciones del valor eficaz de la tensión, a los huecos de tensión y a las interrupciones breves de tensión, a presentar a las Administraciones competentes, tendría el formato propuesto en su Anexo adjunto.

6. COMENTARIOS SOBRE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CALIDAD DE ONDA

PRIMERO.- El artículo 102.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que la determinación de los aspectos de la calidad de producto (calidad de onda) seguirá los criterios establecidos en la norma UNE-EN 50.160 o norma que la sustituya y las instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía. Actualmente, está pendiente de inminente aprobación por parte del CEI (Comité Electrotécnico Internacional), organización a nivel mundial para la normalización de todos los asuntos referentes al campo eléctrico, el proyecto de norma CEI sobre “Métodos de medida de la calidad del suministro”, que establecerá cómo se deben medir las características de la onda definidas en la norma UNE-EN 50.160. Por lo tanto, la propuesta de Procedimiento que se informa, debería ser coherente con lo que en la nueva norma CEI se establezca.

SEGUNDO.- La propuesta de Procedimiento, objeto de este informe, no aporta ninguna modificación sustancial respecto a la situación actual, en la que las actuaciones de las empresas distribuidoras y transportistas en relación con la calidad de onda van únicamente encaminadas a la resolución de problemas concretos, con mayor o menor rapidez, allí donde los consumidores manifiestan deficiencias (huecos de tensión, armónicos, flickers, sobretensiones, etc.).

Esta Comisión estima imprescindible la elaboración de un Plan de Medidas de la Calidad de Onda, en el que se definan los mecanismos que permitan llevar a cabo un control real de la calidad de onda y permita obtener información detallada de las características más relevantes de la onda de tensión en todo el territorio. Dicha información deberá servir de base para que las empresas distribuidoras y transportistas adopten las medidas correctoras oportunas en las zonas donde se detecten problemas. Además, con la disponibilidad de esta información se

podrán enviar señales de ubicación a futuros clientes sensibles a este tipo de perturbaciones.

TERCERO.- En relación con lo anterior, se adjunta como ANEXO, un Plan de Medida de la Calidad de Onda elaborado por la CNE y que debería servir como base para que las empresas distribuidoras elaboren, en el plazo de dos meses desde la aprobación de la referida norma CEI sobre "Métodos de medida de la calidad del suministro", una nueva propuesta de Procedimiento de Medida y Control de Calidad de Onda.

7. CONCLUSIONES

7.1 SOBRE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

La Comisión Nacional de Energía, oídos los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, informa **favorablemente** la propuesta de "Procedimiento de Medida y Control de la Continuidad de Suministro" presentado conjuntamente por las asociaciones UNESA, ASEME y CIDE, entendiendo que dicho Procedimiento no deja de ser una primera aproximación al tema, y siempre y cuando se incorporen al mismo las siguientes modificaciones:

- La conectividad cliente-red debe ser homogénea para todas las empresas, con independencia de su tamaño, estableciéndose una primera fase, de tres años de duración, en que la misma se establecerá a nivel de Centro de Transformación. Durante esta fase, 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. No obstante, esta aproximación no debería ser de aplicación en aquellas empresas que ya dispongan de sistemas que permitan la conectividad cliente-red a nivel de Baja Tensión.

Transcurrido dicho periodo de tres años, la conectividad cliente-red se establecerá a nivel de línea de Baja Tensión, para lo cual se fomentará la captación de los parámetros de continuidad de suministro a través del propio equipo de medida de la energía.

- La captación manual de los datos relativos a las incidencias acaecidas en las redes de Media Tensión o superiores, únicamente será válida ante la indisponibilidad, debidamente justificada, del telecontrol, por lo que, con carácter general, las empresas distribuidoras deberán implementar, en un plazo que podría ser de tres años, sistemas de teleseñalización en todas estas redes.
- En la desagregación de las causas de los incidentes se debe añadir la relativa a la Generación.
- Se debe eliminar, de acuerdo con el artículo 109 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, cualquier indicación relativa a que los incidentes de la red de transporte no dan lugar a posibles bonificaciones en las facturaciones a los consumidores.
- Los incidentes provocados por instalaciones de terceros sólo se excluirán para el cálculo de las bonificaciones en las facturaciones a los consumidores si se ha cumplido lo establecido en el artículo 110.1 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
- En la descripción de incidencias debidas a causa de fuerza mayor se debe añadir al texto propuesto lo establecido al respecto en el artículo 105 del Real Decreto 1955/2000, en el sentido de que 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.

- El cálculo del descuento en la facturación a los consumidores, de acuerdo con el artículo 105.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, deberá efectuarse en base a la potencia media anual facturada y no a la potencia media anual demandada, por lo que, en todas las fórmulas contenidas en la propuesta de Procedimiento para el cálculo de dichos descuentos deberá sustituirse el multiplicando $\frac{E}{8760}$ por la potencia media facturada en el año \bar{P}_f .
- Se deben eliminar los requisitos adicionales, incluidos en la propuesta de Procedimiento, relativos a los medios de recepción que deben aportar los consumidores para la comunicación por parte de las empresas distribuidoras de las interrupciones programadas.
- El derecho a descuento no se debe vincular a la vigencia del contrato, por lo que las empresas distribuidoras deberán solicitar al cliente, en el momento de la rescisión de dicho 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.
- Las empresas distribuidoras, dentro de los tres meses siguientes a la finalización de cada ejercicio y, en todo caso, cuando procedan a realizar el descuento por incumplimiento, deberán acompañar a la factura de suministro, y en su caso a la factura de peajes, 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.

- La información anual a remitir por las empresas distribuidoras a las Administraciones competentes, de acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, deberá estar previamente auditada.

7.2 SOBRE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y CONTROL DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

La Comisión Nacional de Energía, oídos los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, informa **desfavorablemente** la propuesta de "Procedimiento de Medida y Control de Calidad de Onda" presentado conjuntamente por las asociaciones UNESA, ASEME y CIDE, instando a éstas para que, en el plazo máximo de dos meses desde la aprobación de la norma CEI sobre "Métodos de medida de la calidad del suministro", elaboren una nueva propuesta, para lo cual esta Comisión propone partir del documento que se adjunta como ANEXO al presente Informe. Asimismo, esta Comisión entiende que dicho "Procedimiento de Medida y control de Calidad de Onda" deberá acomodarse, permanentemente, a los criterios que se desarrollen en la normativa internacional.

ANEXO

**PLAN DE MEDIDA DE LA CALIDAD DE ONDA
(UNE-EN 50.160)**

INDICE

1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PRODUCTO ELECTRICIDAD.....	2
1.1 FRECUENCIA.....	2
1.2 VARIACIÓN DE LA AMPLITUD DE TENSIÓN.....	2
1.3 VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN.....	2
1.4 FLICKER.....	3
1.5 DESEQUILIBRIOS DE TENSIÓN.....	4
1.6 ARMÓNICOS.....	4
1.7 TENSIONES INTERARMÓNICAS.....	5
1.8 SOBRETENSIONES TEMPORALES.....	5
1.9 SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.....	6
1.10 HUECOS DE TENSIÓN.....	7
1.11 INTERRUPCIONES BREVES.....	7
1.12 PERTURBACIONES DEBIDAS A SEÑALES DE INFORMACIÓN.....	8
2 PLAN DE MEDIDA.....	10
2.1 PLANES DE MEDICIÓN DE UNA SEMANA.....	10
2.1.1 Plan de sondeo.....	10
2.1.2 Plan de medición de armónicos.....	11
2.1.3 Plan de medida del flicker.....	11
2.1.4 Plan de medición de desequilibrios de tensión.....	12
2.2 PLANES DE MEDICIÓN DE UN AÑO.....	13
2.2.1 Plan de medición de huecos de tensión.....	13
2.2.2 Plan para medición de interrupciones breves.....	13
2.3 PLANES ESPECIALES DE MEDICIÓN.....	14
2.3.1 Plan de medición de señales de información.....	14
2.3.2 Plan de medición de impulsos.....	14
3 RECOGIDA DE DATOS.....	15
3.1 PLANES DE MEDICIÓN DE UNA SEMANA.....	15
3.2 PLANES DE MEDIDA DE UN AÑO.....	15
3.3 PLANES ESPECIALES DE MEDICIÓN.....	16
4 PROCESAMIENTO DE DATOS.....	17
5 IMPLANTACIÓN DE PLANES Y AUDITORÍA DE DATOS.....	18
6 ESPECIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS REGISTRADORES.....	19
6.1 EQUIPOS DE SONDEO.....	19
6.2 EQUIPOS PARA ANÁLISIS PRECISOS.....	20
6.2.1 Equipo para la medida de armónicos e interarmónicos.....	20
6.2.2 Equipos para la medición del flicker.....	20
6.2.3 Equipo para la medida de desequilibrios.....	20
6.2.4 Equipo de medida de sobretensiones, huecos e interrupciones.....	21
6.3 EQUIPO DE LABORATORIO PARA ANÁLISIS ESPORÁDICOS.....	23

1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PRODUCTO ELECTRICIDAD

1.1 FRECUENCIA.

La norma EN 50.160 especifica límites de variación para la frecuencia. Pero la frecuencia es una variable controlada por el sistema de generación, y por lo tanto influenciada por las decisiones tomadas por los centros de control del sistema eléctrico. Este carácter exógeno justifica que no se presente en este documento ningún plan de medida relativo a la frecuencia del sistema,

1.2 VARIACIÓN DE LA AMPLITUD DE TENSIÓN.

La amplitud de la tensión puede sufrir variaciones que corresponden a un aumento o disminución de la tensión provocados por la variación de la carga total de la red o de parte de ésta.

El valor de la tensión a comparar con el valor de referencia deberá corresponder a la media de los valores eficaces de la tensión medidos a lo largo de un periodo de 10 minutos. En sistemas en que el neutro se encuentra distribuido esta tensión deberá ser medida entre fase y neutro. En sistemas sin conductor neutro distribuido esta tensión deberá ser medida entre dos conductores de fase. Los límites de la variación de la tensión en torno al valor de la tensión de referencia son, tanto en baja como en media tensión de $\pm 10\%$ durante el 95% del tiempo considerando un periodo de medición de una semana.

Periodo de medición: 1 semana.

Variable física asociada: valor eficaz en un conductor de fase.

Equipo de medida registrador del valor eficaz monofásico.

Punto de medida: punto frontera, tanto en baja como en media tensión.

1.3 VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN

Se considera que una variación rápida de tensión corresponde a una variación del valor eficaz de la tensión entre dos niveles consecutivos en un corto intervalo de tiempo (del orden de milisegundos) donde la tensión no sobrepasa los límites establecidos en relación a la amplitud de tensión. Estas variaciones rápidas de tensión provienen esencialmente de variaciones de carga en las instalaciones de los clientes o a maniobras de red.

La norma EN 50.160 no especifica límites estrictos para las variaciones de la amplitud de la tensión en redes de baja tensión ni media tensión. Indica, únicamente, valores que no deben ser sobrepasados en situaciones normales de explotación pero

que pueden ser excedidos, durante periodos breves, en circunstancias excepcionales y varias veces al día.

Por no haber límites para estas variaciones, no parece necesario adoptar un plan de mediciones específicamente destinado a medir este tipo de perturbaciones. En todo caso, la instalación de otros equipos de medida podrá ser aprovechada para obtener niveles de estas perturbaciones existentes en las redes.

Periodo de medición: 1 semana.

Variable física asociada: valor eficaz de la tensión en un conductor de fase.

Equipo de medida: registrador del valor eficaz monofásico.

Punto de medida: punto frontera, en baja y media tensión; salida de BT de los CCTT.

1.4 FLICKER

El flicker es un efecto de naturaleza subjetiva asociado a la impresión de inestabilidad de la sensación visual provocada por un estímulo luminoso cuya luminosidad varía con el tiempo. Este efecto es provocado por las variaciones rápidas de tensión que se repiten con una determinada frecuencia.

El indicador adoptado para medir el efecto del flicker es el indicador de severidad del flicker de larga duración provocado por fluctuaciones de tensión y denotado por P_{lt} . Este indicador se basa en el indicador de corto plazo P_{st} cuyo valor es calculado para intervalos de tiempo de diez minutos. El indicador P_{lt} es calculado sobre una secuencia de 12 valores de P_{st} relativos, por tanto, en un intervalo de tiempo de 2 horas.

La norma EN 50.160 establece como criterio que el indicador P_{lt} deberá ser inferior a 1 durante el 95% del tiempo, considerando un periodo de medición de una semana, ya sea para redes de baja o de media tensión.

Periodo de medición: 1 semana.

Variable física asociada: valor eficaz de la tensión en un conductor de fase.

Equipo de medida: registrador del valor eficaz monofásico y software asociado. La norma CEI 868 define las características que deben poseer los equipos a utilizar para realizar mediciones del efecto flicker, denominados medidores de flicker.

Punto de medida: punto frontera, en baja y media tensión.

1.5 DESEQUILIBRIOS DE TENSIÓN

De acuerdo con la norma EN 50.160, el desequilibrio de tensión corresponde a un estado en el cual los valores eficaces de las tensiones de las fases o sus desfases entre tensiones de fase consecutivas, en un sistema trifásico, no son iguales. Para medir el desequilibrio de tensión entre fases, la norma EN 50.160 indica que deberá ser utilizado el valor de la tensión eficaz de la componente de secuencia inversa de las tensiones trifásicas.

El valor eficaz de la componente inversa de las tensiones trifásicas es calculado como media del valor eficaz medido a lo largo de intervalos de tiempo de 10 minutos. El valor de la componente inversa no deberá exceder el 2% del valor de la componente de secuencia directa de tensión durante el 95% del tiempo, realizando mediciones durante periodos de 1 semana, ya sea en redes de baja o de media tensión. En todo caso, la norma indica que en regiones en que existan clientes alimentados por sistemas monofásicos o bifásicos pueden ocurrir desequilibrios de hasta 3% medidos en puntos de entrega trifásicos.

Periodo de medición: 1 semana

Variable física asociada valor eficaz de la tensión en las tres fases.

Equipo de medida: registrador del valor eficaz trifásico.

Punto de medida: punto frontera, en redes de baja y en redes de media tensión.

1.6 ARMÓNICOS

La tensión armónica es una tensión senoidal cuya frecuencia es un número entero de la frecuencia fundamental de alimentación. De acuerdo con la norma EN 50.160, las tensiones armónicas pueden ser calculadas de forma individual considerando su amplitud relativa en relación con la tensión a la frecuencia fundamental. Las tensiones armónicas también pueden ser calculadas de forma global con el valor de la tasa de distorsión armónica total, THD. Según la norma, el valor de THD deberá ser calculado considerando las amplitudes de las tensiones armónicas desde $h=2$ hasta $h=40$.

El valor eficaz de cada tensión armónica es calculado como media del valor eficaz medido en periodos de 10 minutos. De acuerdo con la norma EN 50.160 se especifican límites para cada armónico considerado de forma individual y también un límite de 8% para la tasa de distorsión armónica considerando tensiones armónicas de hasta $h=40$. Estos límites no deberán ser sobrepasados durante el 95% del tiempo de medición y son aplicables en redes de baja tensión y media tensión. Finalmente, la norma indica que estos valores deben resultar de mediciones realizadas durante periodos de 1 semana. De acuerdo con estas indicaciones:

<i>Periodo de medición:</i>	<i>1 semana</i>
<i>Variable física asociada</i>	<i>valor instantáneo de la tensión de una fase para realizar un análisis fino, o el valor eficaz de la tensión en una fase para calcular el valor de la distorsión armónica total.</i>
<i>Equipo de medida:</i>	<i>la norma CEI 1.000-4-7 indica las condiciones que conducen a la homologación de equipos para realizar la medida de armónicos. No obstante, puede ser utilizado un equipo del tipo de un registrador del valor de tensión monofásico con un software asociado. Este equipo deberá permitir calcular el valor de la distorsión armónica total como forma de identificar las zonas de la red con problemas.</i>
<i>Punto de medida:</i>	<i>Punto frontera en redes de baja y media tensión; CCTT; salidas de MT de las subestaciones.</i>

1.7 TENSIONES INTERARMÓNICAS

Las tensiones interarmónicas son tensiones senoidales cuya frecuencia está comprendida entre las frecuencias de las tensiones armónicas, o sea, cuya frecuencia no sea múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

La norma EN 50.160 no especifica ni siquiera niveles máximos de amplitudes a frecuencias interarmónicas. Indica que la experiencia a demostrado que las tensiones a frecuencias interarmónicas tienden a crecer debido, por ejemplo, al número creciente de convertidores e interruptores estáticos instalados en la red. Afirma, además, que debido a la poca experiencia existente en este dominio, los niveles de tensión a frecuencias interarmónicas se encuentran en estudio.

En todo caso, CEI propone un valor indicativo para el nivel de compatibilidad para interarmónicos individuales en redes de BT. Así, podría ser interesante realizar una medición de la amplitud de las ondas a frecuencias interarmónicas .

1.8 SOBRETENSIONES TEMPORALES

La norma define estas perturbaciones como sobretensiones en un determinado lugar con una duración relativamente larga. Estas sobretensiones son normalmente debidas a maniobras que implican un deslastre súbito de cargas o a defectos monofásicos. En general, debido a un defecto a tierra aparece una sobretensión temporal que desaparece con la eliminación del defecto.

La norma propone únicamente valores máximos a título indicativo. Estas sobretensiones no deben sobrepasar 1,5 en términos del valor eficaz en redes de baja

tensión, y 1,7 - redes con neutro a tierra, directamente o por impedancia- y 2 veces la tensión declarada - redes con neutro aislado o ligado a tierra por bobina de extinción- en redes de media tensión. La norma no indica cuántas sobretensiones de este tipo pueden ocurrir, tampoco indica el periodo de tiempo en el que deben realizarse las mediciones correspondientes.

A fin de facilitar el tratamiento en términos de un plan de medición, éstas sobretensiones serán consideradas como huecos de tensión que poseen una señal contraria a los huecos de tensión tal como éstos son tradicionalmente considerados. Para su detección y medición se encuentran, por esta razón, asociados a los huecos de tensión. Así el periodo de medición será, por lo menos, de un año en régimen trifásico, además de que estas sobretensiones podrán ser debidas a defectos en líneas de media tensión.

Periodo de medición: 1 año

Variable física asociada: valor eficaz de la tensión en las tres fases.

Equipo de medida: registrador del valor eficaz monofásico y software asociado.

Punto de medida: Puntos frontera, en baja y media tensión; CCTT; salidas de MT de las subestaciones.

1.9 SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

La norma EN 50.160 considera que estas perturbaciones se encuentran asociadas a las sobretensiones, de carácter oscilatorio o no, de corta duración, en general fuertemente amortiguadas y de una duración máxima de algunos milisegundos.

Estas sobretensiones pueden alcanzar valores elevados y están típicamente asociadas a periodos de tiempo muy cortos (desde microsegundos hasta milisegundos). Por esta razón, se les denomina con cierta frecuencia impulsos de tensión. La norma EN 50.160 distingue entre impulsos debidos a descargas atmosféricas y debidos a maniobras realizadas en las redes eléctricas pero no indica límites para el número de impulsos ni para su amplitud.

La norma indica, únicamente, que estos impulsos no deben sobrepasar 6kV de tensión de pico en redes de baja tensión. En relación a las redes de media tensión indica solamente que las sobretensiones transitorias ocurren como resultado de maniobras o, de forma directa por descargas atmosféricas. Se refiere a que las sobretensiones de maniobra son, en general, inferiores en amplitud a las sobretensiones de origen atmosférico, pero el tiempo de crecimiento puede ser menor y pueden durar más tiempo. La norma no hace referencia al número de perturbaciones de este tipo que serían admisibles a lo largo del año.

Por otro lado, la norma referida aconseja que sean tomadas precauciones suficientes para que las redes y los equipos a ella ligados puedan soportar este tipo de impulsos. A este respecto, conviene indicar que los equipos deberán resistir el valor del pico de tensión además de la energía asociada a este tipo de perturbaciones. Así, el plan de coordinación de los aislamientos de los clientes debe ser compatible con el suministrador de dispositivos de protección contra sobretensiones y deben considerar los requisitos más elevados de energía de sobretensiones transitorias - normalmente asociados a sobretensiones de maniobra.

Periodo de medición: 1 año

Variable física asociada: valor instantáneo de la tensión en las tres fases.

Equipo de medida: registrador del valor instantáneo con una frecuencia de muestreo muy elevada.

Punto de medida: puntos frontera, en baja y media tensión; CCTT; salidas de MT de subestaciones.

1.10 HUECOS DE TENSIÓN

La norma EN 50.160 define hueco de tensión como una disminución brusca de la tensión de alimentación para un valor situado entre 90% y el 1% de la tensión seguida de un restablecimiento después de un corto intervalo de tiempo. Por convenio, la norma indica que un hueco de tensión tiene una duración entre 10 ms y 1 minuto.

La profundidad de un hueco de tensión se define como la diferencia entre el valor eficaz mínimo de la tensión durante el hueco de tensión, y la tensión declarada. La norma indica que estas perturbaciones son, en general, debidas a defectos que ocurren en las instalaciones del cliente o en la red y que se corresponden con sucesos aleatorios e imprevisibles, cuya frecuencia anual depende mucho del tipo de red, del punto de observación y que se pueden repartir de forma muy irregular a lo largo del año.

La norma no especifica límites para el número de huecos de tensión. Indica, únicamente, que en condiciones normales de explotación pueden ocurrir desde algunas decenas hasta un millar de huecos de tensión al año, y que en su mayoría tienen una duración inferior a 1 s y una profundidad menor del 60%. Indica, además, que en algunas áreas se pueden producir a menudo huecos entre 10% y 15% de la tensión nominal, como resultado de la conexión y desconexión de cargas.

Para registrar los huecos de tensión, se debe medir el valor eficaz de la tensión en las tres fases durante un año, dado que muchas de estas situaciones son debidas a defectos monofásicos ocurridos en las redes de MT.

Periodo de medición: 1 año.

Variable física asociada: valor eficaz de la tensión en las tres fases

Equipo de medida: registrador del valor eficaz trifásico.

Punto de medida: punto frontera, en baja y media tensión; CCTT; salidas de MT de subestaciones.

1.11 INTERRUPCIONES BREVES

La norma EN 50.160 considera, de forma genérica, que una interrupción corresponde a una situación en que la tensión de alimentación en el punto de entrega es inferior al 1% de la tensión declarada. Las interrupciones pueden ser agrupadas en programadas o imprevistas y en largas o breves.

Las interrupciones breves son consecuencia de la eliminación de defectos o de la operación de los equipos de protección de las líneas de distribución de energía eléctrica. Así, es normal considerar que se trata de interrupciones con duración inferior a tres minutos debido a los métodos de eliminación de defectos empleados.

Como se trata de perturbaciones debidas a defectos con un elevado grado de aleatoriedad, la norma EN 50.160 afirma, a título indicativo, que pueden ocurrir desde unas decenas hasta centenas de interrupciones de este tipo al año. Se indica además, que cerca del 70% de estas perturbaciones no deberán tener una duración que exceda 1 segundo.

El periodo de medición deberá ser un año, dado que estos defectos se pueden repartir de forma irregular a lo largo del año. La medición necesita sólo un equipo monofásico puesto que en caso de falta, las protecciones y los equipos de interrupción y corte presentan una actuación trifásica.

Periodo de medición: 1 año.

Variable física asociada: valor eficaz de la tensión en una fase

Equipo de medida: registrador del valor eficaz monofásico.

Punto de medida: punto frontera, en baja y media tensión; CCTT; salidas de MT de subestaciones (después de las protecciones existentes a la entrada de cada salida).

1.12 PERTURBACIONES DEBIDAS A SEÑALES DE INFORMACIÓN

En algunas ocasiones, la red de distribución se utiliza además para transmitir información. La norma indica que pueden ser transmitidos tres tipos de señales:

- *Señales de telemando centralizado: señales senoidales sobrepuestas en la gama de 110 a 3000 Hz.*
- *Señales de corriente portadora: señales senoidales sobrepuestas en la gama de 3 a 148,5 Hz.*
- *Señales de marca de onda: impulsos de corta duración sobrepuestas en puntos escogidos de la onda de tensión.*

La norma EN 50.160 establece límites para el valor eficaz de las señales coexistentes con la onda a frecuencia de 50 Hz considerando que ese valor eficaz corresponde a un valor medio obtenido durante periodos de 3 segundos. Esos límites son fijados en función de la frecuencia de la señal en términos de porcentaje del valor eficaz de la tensión suministra. La norma indica que esos límites no deberán ser sobrepasados durante el 99% del tiempo considerando que los cálculos se refieren a periodos de un día.

Periodo de medición: 1 día

Variable física asociada: forma de la onda.

Equipo de medida: registrador con capacidad de muestreo de más de 300 kHz.

Punto de medida: punto frontera, en redes de baja y media tensión; CCTT; salidas de MT de subestaciones (después de la protección existente a la entrada de cada salida).

2 PLAN DE MEDIDA

La norma EN 50.160 incluye referencias a todas las características de la onda de tensión integrando, por esta razón, diversos aspectos muy distintos entre sí y presentando una problemática muy particular. Así, para cada característica referida se proponen, en este documento, planes de medida incluyendo diversas indicaciones concretas relativas a la realización de esas mediciones.

En primer lugar, estos planes de medida se dividen en dos grandes grupos de acuerdo al periodo de medición requerido: una semana o un año. Los planes relativos a la medición de impulsos de tensión (sobretensiones transitorias) y los relativos a la existencia de perturbaciones debidas a señales de información son considerados casos especiales debido a las características y problemática particulares de estas perturbaciones.

2.1 PLANES DE MEDICIÓN DE UNA SEMANA

Dentro de estos planes pueden ser incluidas las perturbaciones siguientes: variación de la amplitud de la tensión de alimentación, desequilibrios de la tensión entre fases, armónicos e interarmónicos y el efecto flicker. Cada una de estas perturbaciones representa una problemática particular en su equipo de medida. En todo caso para realizar un primer diagnóstico de la situación, se propone la utilización de un equipo de medición de bajo coste y de utilización simple que permita identificar los puntos de la red en que pueden existir problemas asociados a la calidad de servicio. Este equipo se denominará Equipo de Sondeo.

En relación a los armónicos y efecto flicker se debe señalar que los equipos específicos necesarios para proceder a su medición tienen un coste más elevado, en contrapartida, los problemas representan un carácter más localizado y el plan de medición tendrá un carácter más dirigido.

2.1.1 PLAN DE SONDEO

El equipo de sondeo estará constituido por un medidor del valor eficaz de la tensión monofásico capaz de registrar los niveles de tensión que se sitúen fuera de la banda especificada, las variaciones rápidas de tensión, el efecto flicker (aunque el equipo no se encuentre homologado) y el nivel de distorsión armónica total.

Las características técnicas de este equipamiento permiten que su coste sea bajo por lo que será posible disponer de un número elevado de equipos. Por otro lado, como estos planes de medición representan una duración de una semana será posible obtener una elevada rotación de los equipos de medida por muchos puntos de

la red. De acuerdo con esto, será posible adoptar un esquema de rotación de este tipo de equipos de tal modo que cada uno de ellos, como máximo, sea instalado en tres puntos distintos de la red en cada mes. De esta forma, será posible conocer un grado de perturbación relativo a la amplitud de la tensión de la red, y las zonas o puntos donde existen problemas en términos de flicker, armónicos e interarmónicos.

- *Número de equipos de sondeo: cada mes, se propone realizar mediciones en un 1% del número total de centros de transformación MT/BT incluyendo los centros de transformación propiedad de los clientes. Se adoptará un esquema de rotación máxima (un equipamiento en rotación mensual por tres puntos de medida).*

- *Instalación de equipos de sondeo: estos equipos deberán ser instalados en la salida de BT de los CCTT seleccionados, o en el lado de MT si se trata de un CCTT privado. Para seleccionar los CCTT que serán objeto de mediciones, se propone dividir en regiones coincidiendo con las empresas de distribución (atribuyendo a cada una de ellas el número de equipos de medición proporcional al número de CCTT existentes). Dentro de cada región, los CCTT que serán objeto de medición serán sorteados cada mes, llevándose un sistema de control para garantizar que las mediciones no se efectúan siempre en relación a los mismos CCTT. Por otro lado, el esquema de selección puede ser refinado para dar prioridad a los CCTT en los cuales existan quejas presentadas por clientes.*

2.1.2 PLAN DE MEDICIÓN DE ARMÓNICOS

El plan de medición de armónicos completa el plan de sondeo. Dispone de equipos más específicos, para analizar los puntos en que durante el plano de sondeo fueran detectados problemas.

- *Número de equipos para medición de armónicos: cada mes, se propone medir en un 5% de los puntos alcanzados por el plan de sondeo. Se considera que la medición de armónicos representa una duración de una semana y que en rotación mensual cada equipo mide en tres puntos.*

- *Instalación de equipos para medición de armónicos: estos equipos deberán ser instalados en puntos de la red en los cuales hayan sido detectados problemas durante el plan de sondeo. De forma análoga al apartado anterior, se dará prioridad a la realización de mediciones en puntos donde existan quejas de clientes.*

2.1.3 PLAN DE MEDIDA DEL FLICKER

Este plan de medidas complementa al plan de sondeo. Los medidores de flicker homologados (conformes a la norma CEI 868) deberán ser instalados de una forma más dirigida a los puntos de la red en que hayan sido detectados problemas durante el plan de sondeo. En este punto, conviene indicar que el flicker es una perturbación muy localizada en torno a unos pocos clientes que, en contrapartida, se

revelan muy contaminantes (como por ejemplo hornos de arco) y cuya localización es conocida. La identificación de los puntos de la red donde existe este problema se facilita porque presenta una naturaleza visible. Por estas razones, el plan para detectar esta perturbación es muy simple.

- *Número de medidores de flicker: Se propone efectuar cada mes mediciones en el 2% del número de puntos alcanzados por el plan de sondeo. Se considera un esquema de rotación mensual de cada equipo por tres puntos de medida.*

- *Instalación de medidores de flicker: Estos equipos deben ser colocados en los puntos en que se hayan detectado problemas durante el plan de sondeo. Igual que en apartados anteriores, de forma más acentuada dado el carácter visible de la perturbación, se debe dar prioridad a las mediciones en puntos donde existan quejas de clientes.*

2.1.4 PLAN DE MEDICIÓN DE DESEQUILIBRIOS DE TENSIÓN

Para detectar y medir los desequilibrios de tensión es necesario disponer de equipos de medida del valor eficaz de la tensión en los tres conductores de fase. Esta perturbación representa un carácter muy particular y es generalmente debida a cargas trifásicas desequilibradas o al hecho de que la empresa distribuidora no ha conseguido distribuir de forma adecuada un conjunto de cargas monofásicas por las tres fases. Los desequilibrios afectan negativamente a un número reducido de clientes. Así, se considera necesario disponer de un número de equipos suficiente para responder a las necesidades concretas de medición en zonas susceptibles de ser afectadas por este tipo de perturbación.

Esta campaña de medición no necesita presentar un carácter muy ambicioso ya que esta perturbación puede ser clasificada como un problema menor. Por esta razón, estas mediciones podrán ser realizadas por los equipos trifásicos propuestos en los planes de medición con duración de un año.

- *Número de equipos para medición de desequilibrios: número de equipos suficiente para responder a las necesidades concretas de medición en zonas susceptibles de ser afectadas por este tipo de perturbación.*

- *Instalación de equipos: estos equipos serán colocados en puntos en los que existan quejas por parte de clientes, o en puntos donde se está estudiando el comportamiento de la red desde el punto de vista del efecto flicker o de armónicos, considerando que estos son también puntos problemáticos desde el punto de vista de los desequilibrios de tensión.*

2.2 PLANES DE MEDICIÓN DE UN AÑO

Estos planes incluyen la detección de los huecos de tensión y de sobretensiones a frecuencia fundamental (estas sobretensiones pueden ser consideradas como huecos de tensión de señal negativa), así como las interrupciones breves. Estas perturbaciones son debidas a factores externos a las empresas distribuidoras (de entre los cuales destacan los factores de origen atmosférico) pero que requieren periodos de medición de un año.

2.2.1 PLAN DE MEDICIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN

Para medir huecos de tensión es necesario disponer de equipos trifásicos que midan el valor de la tensión en las tres fases. Los equipos deberán presentar elevada resistencia, ya que permanecerán instalados en el mismo lugar durante un año, necesitando de poca supervisión y que puedan ser telemandados de forma que puedan ser controlados y a ser posible extraer los datos almacenados de forma remota. Se considera suficiente realizar mediciones en las redes de MT.

- *Número de equipos de medición: se propone realizar mediciones en un 6,5% de las subestaciones de AT/MT.*

- *Instalación de equipos de medición de huecos de tensión: estos equipos se instalan en las barras de MT de las subestaciones de AT/MT. Por otro lado, los equipos de medida disponibles deberán repartirse por los diversos tipos de redes (redes urbanas, rurales y mixtas).*

2.2.2 PLAN PARA MEDICIÓN DE INTERRUPCIONES BREVES

Estas perturbaciones son, en general, debidas a la actuación de protecciones automáticas existentes en las redes eléctricas. Presentan un carácter muy local y la información relativa al número de ocurrencias y su respectiva duración se encuentra, pocas veces disponible en las empresas distribuidoras.

Debido a estas características, para la implantación de un plan de medida específico de este tipo de perturbaciones se propone investigar la posibilidad de calcular valores medios y realizar estudios de índole estadística basados en los datos obtenidos a partir de los planes de medición de huecos de tensión, ya que éstos corresponden a un efecto por los defectos que dan origen a estas interrupciones. La adopción de esta estrategia exigiría la realización de un estudio teórico para garantizar su viabilidad. Un estudio de este tipo, debería igualmente investigar la posibilidad de obtener datos a partir de otros equipos de medición instalados en la red como por ejemplo el valor medio de reenganches en las líneas de MT que alimentan una zona.

- *Número de equipos para medir interrupciones breves: ningún equipo en especial. Se propone aprovechar los equipos destinados a medir los huecos de*

tensión y los equipos de sondeo para recoger información útil para que puedan llevarse a cabo los estudios de índole estadística o utilizar información dada por las empresas.

- *Instalación de equipos para interrupciones breves: no aplicable.*

2.3 PLANES ESPECIALES DE MEDICIÓN

Estos planes incluyen las perturbaciones que necesitan de equipos de laboratorio que tienen un coste elevado por la forma de proceder a su detección. Entre las perturbaciones de este tipo están los impulsos de tensión y las debidas a señales de tensión coexistentes con la onda a 50 Hz.

2.3.1 PLAN DE MEDICIÓN DE SEÑALES DE INFORMACIÓN

Para detectar la existencia de señales de información coexistentes con la onda a 50 Hz bastará con utilizar un único equipo de medida con el cual se realizará un plan de medidas muy dirigido. Deberá ser necesario proceder a las mediciones sólo en los puntos de la red en que la empresa utiliza esta tecnología. Debe indicarse, que la utilización de este tipo de tecnología por parte de las empresas distribuidoras no se encuentra generalizado. Por otro lado, cuando ocurre la utilización de las redes con este fin se verifica que la utilización es relativamente intensa por lo que el plan de mediciones podrá tener una duración de apenas un día. Este hecho permite que el equipo utilizado tenga una rotación elevada entre diferentes puntos de la red donde la medida de este tipo de perturbaciones se revele necesaria.

- *Número de equipos para la medición de señales de información: un equipo.*
- *Instalación del equipo para la medición de señales de información: lugares donde la empresa distribuidora utilice este tipo de señales, y lugares en relación con quejas por parte de clientes.*

2.3.2 PLAN DE MEDICIÓN DE IMPULSOS

En relación con los impulsos el periodo de medición será de un año y las mediciones deberán ser realizadas en muchos puntos de la red para que sea posible caracterizar con precisión el nivel de perturbaciones de este tipo. Estas mediciones se realizarán en lugares que sufrieron de problemas de este tipo en el pasado (en gran parte debidas a rayos).

- *Número de equipos para la medición de impulsos: 1 equipo*
- *Instalación de equipo para la medición de impulsos: puntos donde se hayan detectado problemas. Las medidas deberán ser realizadas en las épocas del año donde las descargas atmosféricas sean más frecuentes.*

3 RECOGIDA DE DATOS

Teniendo en cuenta los planes propuestos y el periodo de medición asociado pueden ser identificados tres grupos bien diferenciados de datos a recoger.

3.1 PLANES DE MEDICIÓN DE UNA SEMANA

Los planes de medición de una semana implican que los equipos respectivos estén instalados durante una semana registrando datos en un punto de la red seleccionado. Estos equipos deberán estar preparados para almacenar sin problemas toda la información registrada durante ese periodo. Para ello, estos equipos deberán estar preparados para comunicar localmente con un ordenador tipo PC portátil a través de un interface estándar, de forma que los datos registrados puedan ser recogidos por el PC en el momento de cambiar el equipo de medida a otro punto de la red.

El programa instalado en el ordenador que recoge los datos deberá, por su lado, ser capaz de almacenar esos datos, asignándoles unos datos relativos al periodo de medición, el punto de medición, el tipo de medición y el motivo que originó la realización de mediciones en dicho punto de red. El motivo podrá estar relacionado con la existencia de quejas de clientes, con el hecho de haber detectado problemas en ese punto de la red, o con el hecho de que ese punto ha sido seleccionado por sorteo. Opcionalmente, el programa podrá ser capaz de establecer algunas conclusiones en relación a la calidad de servicio teniendo en cuenta las perturbaciones registradas. Este ordenador comunicará, a su vez, con un ordenador central de la empresa distribuidora que almacenará todos los datos recogidos en los equipos instalados en sus redes.

3.2 PLANES DE MEDIDA DE UN AÑO

Los planes de medida con duración de un año presentan una problemática muy diferente. Los equipos de medida deben permanecer instalados en cada punto de la red durante un tiempo más largo. Así, se revela imprescindible que los datos registrados por los equipos sean recogidos de forma remota. Para ello, se dispone de varias opciones tales como el teléfono (vía módem), radio, etc. Un ordenador, deberá encargarse de recoger los datos registrados localmente con un mínimo de supervisión humana. Los datos recogidos serán almacenados en una base de datos, indicando a qué punto de la red y a qué datos corresponden el conjunto de registros recogidos. Esta transferencia de información del equipo registrador al ordenador no necesita ser realizada en tiempo real. El equipo de medida deberá poseer capacidad de almacenamiento de información para operar de forma autónoma durante algunos días enviando periódicamente toda la información recogida al ordenador central.

3.3 PLANES ESPECIALES DE MEDICIÓN

Dado que estos planes presentan un carácter especial, los sistemas de recogida de datos poseen también características específicas que serán previstas caso a caso.

4 PROCESAMIENTO DE DATOS

En este apartado, se especifican las características a cumplir por la aplicación informática que se utilice para analizar los datos recogidos. Estos datos irán siendo almacenados en el ordenador central de la empresa distribuidora donde se considera deben estar las bases de datos.

En una de ellas serán recogidos los datos registrados por información relativa al punto en que la medición fue efectuada, datos respectivos y tipo de perturbación medida. Esta base de datos deberá servir como registro histórico relativo a la calidad de servicio de la red en estudio.

La otra base de datos tendrá un carácter más elaborado ya que deberá contener los datos procesados indicándose, para cada punto en que se efectúen mediciones, los niveles de calidad cuyos límites fueran sobrepasados. Esta base de datos deberá además poseer capacidad de procesamiento y análisis de datos. Podría ser interesante que esta base de datos se encontrase ligada con una base de datos que contenga datos técnicos de la red y las informaciones de naturaleza comercial de los clientes, de forma que fuese posible valorar el impacto de las perturbaciones en los clientes.

La base de datos deberá ser capaz de enviar información a la Dirección General de la Energía, a la Administración Autonómica y a la Comisión Nacional de Energía.

De forma más específica, la aplicación debe permitir presentar los datos registrados de forma gráfica. Por otro lado, permitirá realizar cálculos de naturaleza estadística. Debe contener los módulos necesarios para verificar el cumplimiento de la norma EN 50.160. En concreto, en relación con los datos registrados, la aplicación debe permitir:

- Realizar consultas sobre el cumplimiento de la norma en cualquier intervalo de tiempo en el que existan elementos registrados o en relación a cualquier conjunto de puntos de medida.*
- Seleccionar puntos de medida de acuerdo con el grado de cumplimiento de la norma EN 50.160.*
- Exportar esos datos para otras aplicaciones comunes como hojas de cálculo, procesadores de texto, y sistemas gestores de bases de datos.*

5 IMPLANTACIÓN DE PLANES Y AUDITORÍA DE DATOS

Se propone que la implantación de los planes descritos sea responsabilidad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, recurriendo a medios propios o exteriores, debidamente certificados por una entidad competente.

En relación a los plazos de implantación de este plan de medida de la calidad de servicio, se propone la existencia de un periodo inicial de dos años, destinado a la adquisición del equipamiento necesario y el desarrollo del software necesario. Este periodo será dividido de la siguiente forma:

- El primer año se destinará a la adquisición del equipo necesario para la implantación del plan de sondeo.*
- El segundo año se destina a la adquisición del equipo necesario para la implantación del plan de armónicos, de flicker, de desequilibrios de tensión, de huecos de tensión y de planes especiales de medida. Este periodo será también utilizado para desarrollar la metodología necesaria de medida de las interrupciones breves.*

El segundo y tercer año, en el primer caso, y en el tercer año, en el resto, serán utilizados para realizar un diagnóstico de la situación relativa de la calidad de servicio y a la adopción de medidas destinadas a mejorar la situación existente. Así, la implantación de penalizaciones o acciones correctivas por violación de los límites establecidos entrará en vigor al final del tercer año de adopción del Reglamento.

En caso de que fuese necesario realizar una auditoría de los datos recogidos por los equipos de medida, la Dirección General de la Energía, la Administración Autónoma y la Comisión Nacional de Energía podrán implantar un sistema de supervisión de los equipos instalados, de forma que se garantice que éstos se encuentren sellados durante todo el periodo de medición, y que personal autorizado asiste a su instalación y transferencia de datos registrados.

Este sistema podrá también ser implantado para los equipos instalados durante un año. En este caso la instalación será supervisada, y los datos recogidos podrían ser enviados directamente a la Dirección General de la Energía, Administración Autónoma y a la Comisión Nacional de Energía.

6 ESPECIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS REGISTRADORES

En este apartado se presentan las especificaciones técnicas de los equipos de medida necesarios para verificar el cumplimiento de la norma EN 50.160.

De acuerdo con el plan de medida serían necesarios tres tipos de equipos de medición. Los equipos incluidos en la primera categoría denominados de sondeo (deberán ser capaces de calcular estimaciones de las perturbaciones más frecuentes). Los equipos incluidos en la segunda categoría se destinan a realizar análisis más específicos y precisos en relación a las perturbaciones. En último lugar, la tercera categoría incluye los equipos necesarios para realizar análisis esporádicos de perturbaciones poco frecuentes.

6.1 EQUIPOS DE SONDEO

Como ya se ha indicado, estos equipos son simples de bajo coste y serán instalados en puntos específicos de acuerdo con el plan de medida respectivo. Estos equipos deberán permitir calcular una estimación fiable de:

- *Amplitud de tensión.*
- *Estimación del valor de P_{fl} para controlar la existencia del efecto flicker.*
- *Distorsión armónica total.*

La principal funcionalidad de estos equipos debe ser, en principio, registro de los valores medidos, y en todo caso, obtener las estimaciones referidas en intervalos fijos de 10 minutos.

Para la estimación de la amplitud de tensión serán proporcionados el valor medio, máximo y mínimo en cada periodo de 10 minutos analizado.

En relación al efecto flicker se debe calcular el valor de P_{st} cada 10 minutos, de acuerdo a la norma CEI 868.

En relación a la distorsión armónica se calculará el valor medio, el máximo y el mínimo de las distorsiones armónicas registradas.

Para todas estas funcionalidades, estos equipos deben ser, en principio, digitales basados en un microprocesador y deberán estar dotados de memoria suficiente para funcionar de forma autónoma, esto es, recoger y registrar datos, por lo menos durante un mes, sin asistencia por parte de operador. El equipo necesario debe ser capaz de transmitir los datos recogidos a un ordenador personal a fin de ser procesados posteriormente. A través de un programa externo, el equipo será capaz de

analizar la evolución del valor eficaz y detectar y clasificar los diversos tipos de perturbaciones, de acuerdo con las normativas aplicables en cada caso.

Dado que se trata de un equipo con funciones de supervisión que deberá dar únicamente estimaciones de las perturbaciones referidas, se consideran los siguientes requisitos mínimos.

- *Frecuencia mínima de muestreo: 1600 Hz.*
- *Resolución mínima del conversor A/D : 8 bits.*
- *Error máximo acumulado en la estimación del valor eficaz: 1%.*
- *Error máximo acumulado en la estimación de P_{st} : 5%.*
- *Error máximo acumulado en la estimación de la distorsión armónica total: 5%.*

El error máximo acumulado incluye los errores inherentes a la conversión A/D y los errores debidos al nivel de precisión con que el cálculo es realizado.

6.2 EQUIPOS PARA ANÁLISIS PRECISOS

Los equipos a utilizar para cada una de las perturbaciones de este tipo son, a continuación, especificados de forma individual. Sin embargo, debe indicarse que nada impide que varias funciones sean integradas en un mismo equipo.

6.2.1 EQUIPO PARA LA MEDIDA DE ARMÓNICOS E INTERARMÓNICOS

Las características que deberán cumplir los equipos para realizar la medición estarán de acuerdo con las normas CEI.

6.2.2 EQUIPOS PARA LA MEDICIÓN DEL FLICKER

Las características de los equipos a utilizar para realizar las mediciones del efecto flicker serán las incluidas en la norma CEI 868.

6.2.3 EQUIPO PARA LA MEDIDA DE DESEQUILIBRIOS

A continuación se presentan las características que deben poseer los equipos a utilizar para la medición de desequilibrios de tensión.

Variables medidas:

- *Magnitud de las componentes de secuencia inversa de las tensiones en los tres conductores de fase.*

Especificaciones técnicas del equipo:

- *Digital basado en microprocesador.*
- *Modo de operación continuo.*
- *Tensión nominal de entrada (U_n): 230 V +20%-30%.*
- *Nivel de aislamiento de 2 kV r.m.s. durante un minuto, y 2 kV de tensión de pico para un impulso de 1,2/50 microsegundos.*
- *Factor de cresta: 1,5-2 U_n .*

Intervalo de acumulación de valores medidos:

- *En intervalos de 10 minutos el equipo registrará la media, el máximo y el mínimo del valor eficaz de la componente de secuencia inversa de la tensión. Estos valores serán registrados como porcentajes referidos al valor eficaz de la componente de la secuencia directa de la tensión.*

Precisión:

- *Por lo menos 0.1 V para la componente de la secuencia inversa.*

Almacenamiento interno:

- *Por lo menos de una semana sin supervisión por parte del operador.*

Comunicación de datos:

- *Interface en serie o en paralelo para ordenador personal que permita obtener los ficheros de los valores medidos en formato ASCII.*
- *El equipo deberá estar preparado para la comunicación y transferencia por control remoto de los datos registrados.*

Condiciones ambientales:

- *Temperatura de operación: 0° C a +45° C.*
- *Humedad relativa de operación: 40% a 95%.*
- *Presiones atmosféricas: 860 mbar a 1080 mbar.*

Características de transductores:

- *Cuando su instalación sea necesaria, los transformadores de tensión deberán poseer características que estén de acuerdo con la precisión requerida para el equipo de medida instalado.*

6.2.4 EQUIPO DE MEDIDA DE SOBRETENSIONES, HUECOS E INTERRUPCIONES

A continuación se detallan las características que deben poseer los equipos para realizar sobretensiones, huecos e interrupciones.

Variables medidas:

- *Tensión trifásica. El equipamiento deberá registrar la fecha y la hora en que ocurre la perturbación, así como la duración y tensión máxima o mínima alcanzada durante esa perturbación.*

Especificaciones técnicas del equipamiento:

- *Digital basado en microprocesador*
- *Modo de operación continuo.*
- *Tensión nominal de entrada (U_n): $110/\sqrt{3}$ o $230\text{ V } +20\%/-30\%$.*
- *Nivel de aislamiento de 2 kV r.m.s. durante un minuto, y 2 kV de tensión de pico para un impulso de $1,2/50$ microsegundos.*
- *Factor de cresta: $1.5-2 U_n$.*

Precisión:

- *Para la fecha y la hora de la perturbación: 1 segundo.*
- *Para la duración de la perturbación: 1 milisegundo.*
- *Para la tensión: 1 V.*

Almacenamiento interno:

- *Por lo menos una semana sin supervisión por parte del operador.*

Comunicación de datos:

- *Interface en serie o en paralelo para ordenador personal que permita obtener los ficheros con los valores medios en formato ASCII.*
- *El equipo debe estar preparado para comunicar y transferir por control remoto los datos registrados.*

Condiciones ambientales:

- *Temperatura de la operación: 0°C a $+45^{\circ}\text{C}$.*
- *Humedad relativa de operación: 40% a 95%.*
- *Presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.*

Características de los transductores:

- *Cuando para su instalación se hace necesario, los transformadores de tensión deberán poseer características que estén de acuerdo con la precisión requerida para el equipamiento de medida instalado.*

6.3 EQUIPO DE LABORATORIO PARA ANÁLISIS ESPORÁDICOS

En el caso de que sea necesario, serán utilizados equipos específicos para la detección de:

- *señales portadoras de información*
- *sobretensiones transitorias*

En ambos casos se trata de equipos de laboratorio en relación a los cuales no existen especificaciones precisas.