

las cartas de servicios y los premios a la calidad en la Administración General del Estado, ha resuelto aprobar la Carta de Servicios de la Unidad de Protección Civil de la Delegación del Gobierno en Castilla y León que entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

El texto impreso de la Carta de Servicios de la Unidad de Protección Civil de la Delegación del Gobierno en Castilla y León estará disponible en dicha Unidad y en el Centro de Información Administrativa del Ministerio de Administraciones Públicas. Asimismo, podrá accederse a la Carta de Servicios a través de las siguientes direcciones de Internet [www.administracion.es](http://www.administracion.es) o [www.igsap.map.es/Cia](http://www.igsap.map.es/Cia).

Madrid, 18 de febrero de 2004.—La Subsecretaria, Dolores de la Fuente Vázquez.

## MINISTERIO DE ECONOMÍA

**4447** *RESOLUCIÓN de 10 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Comercio y Turismo, por la que se concede el título de Agencia de Viajes minorista a favor de North Incomming Service, S. L.*

Visto el escrito presentado en esta Secretaría de Estado de Comercio y Turismo por doña M.<sup>a</sup> Consuelo Escabias García en nombre y representación de North Incomming Service, S. L., por el que solicita la concesión del título-licencia de Agencia de Viajes Minorista;

Considerando que la solicitud formulada y la documentación aportada por sus titulares cumplen los requisitos establecidos en el artículo 5.º de la Orden Ministerial de 14 de abril de 1988 (BOE del 22).

Resultando que, de conformidad con el artículo 4.1. del Real Decreto 271/1988 de 25 de marzo (BOE del 29) y los artículos 5.º y 6.º de la Orden de 14 de abril de 1988 (BOE del 22), en relación con el artículo 7.1 del R.D. 2488/1978, de 25 de agosto, BOE del 26 de octubre), corresponde a la Administración General del Estado la facultad de conceder estas licencias, esta Secretaría de Estado de Comercio y Turismo ha resuelto conceder el título-licencia de Agencia de Viajes Minorista a North Incomming Service, S. L., con el código identificativo de Euskadi CIE 2212 y sede social en c/ Barraincua, n.º 10, 1.º D, de Bilbao.

Madrid 10 de febrero de 2004.—El Secretario de Estado de Comercio y Turismo, P.D. (Resolución de 10 de mayo de 2001), el Secretario general de Turismo, Germán Porras Olalla.

**4448** *RESOLUCIÓN de 10 de febrero de 2004, de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera, por la que se hacen públicos los resultados de la subasta correspondiente a la emisión del mes de febrero de Bonos del Estado.*

La Orden del Ministerio de Economía ECO/30/2004, de 14 de enero, de aplicación a la Deuda del Estado que se emita durante 2004 y enero de 2005 establece, en su apartado 5.4.8.3.b), la preceptiva publicación en el B.O.E. de los resultados de las subastas mediante Resolución de esta Dirección General.

Convocada la subasta correspondiente a la emisión del mes de febrero de 2004 de Bonos del Estado a tres años por Resolución de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera de 21 de enero de 2004, y una vez resuelta, es necesario hacer públicos los resultados.

En consecuencia, esta Dirección General del Tesoro y Política Financiera hace públicos los resultados de la subasta de Bonos del Estado a tres años al 3,20 por 100, vencimiento 31 de enero de 2006, celebrada el día 5 de febrero de 2004:

1. Importes nominales solicitados y adjudicados.

Importe nominal solicitado: 2.613,068 millones de euros.  
Importe nominal adjudicado: 978,058 millones de euros.

2. Precios, cupón corrido y rendimiento interno.

Precio mínimo aceptado (excupón): 101,41 por 100.  
Precio medio ponderado (excupón): 101,431 por 100.

Importe del cupón corrido: 0,09 por 100.

Rendimiento interno correspondiente al precio mínimo: 2,457 por 100.

Rendimiento interno correspondiente al precio medio ponderado: 2,446 por 100.

3. Importes a ingresar para las peticiones aceptadas y coeficiente de prorrateo:

Precio ofrecido — Porcentaje (excupón)	Importe nominal — Millones de euros	Precio de adjudicación — Porcentaje
Peticiones competitivas:		
101,41	125,000	101,500
101,42	255,000	101,510
101,43	250,000	101,520
101,44 y superiores.	345,000	101,521
Peticiones no competitivas:	3,058	101,521

Coeficiente de prorrateo aplicado a las peticiones formuladas al precio mínimo aceptado: 49,99 por 100.

4. Segunda vuelta:

Importe nominal adjudicado: 196,863 millones de euros.

Precio de adjudicación: 101,521 por 100.

Madrid, 10 de febrero de 2004.—La Directora general, Belén Romana García.

**4449** *ORDEN ECO/633/2004, de 12 de febrero, por la que se retira la condición de Titular de Cuenta a nombre propio del Mercado de Deuda Pública en Anotaciones a Bank for International Settlements.*

La entidad Bank for International Settlements, ha solicitado la retirada de la condición de Titular de Cuenta, por renuncia.

En razón de lo anterior, y de acuerdo con la delegación conferida en el apartado a) bis, de la disposición adicional segunda de la Orden de 19 de mayo de 1987, que desarrolla el Real Decreto 505/1987, de 3 de abril, por el que se dispone la creación de un sistema de anotaciones en cuenta, y a la vista del informe favorable del Banco de España, he resuelto:

Retirar la condición de Titular de Cuenta a nombre propio en Mercado de Deuda Pública a Bank for International Settlements, declarando de aplicación a la misma en cuanto las circunstancias lo requieran lo dispuesto en los números 2 y 3 del artículo 21 de la Orden Ministerial de 19 de mayo de 1987, que desarrolla el Real Decreto 505/1987, de 3 de abril, por el que se dispone la creación de un sistema de anotaciones en cuenta.

Contra la presente Orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso postestativo de reposición ante el Excelentísimo Señor Ministro de Economía en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación, o bien, directamente, recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su notificación.

Madrid, 12 de febrero de 2004.—El Ministro, P. D. (OO. MM. de 19 de mayo de 1987 y 9 de mayo de 1995, BOE de 20/05/87 y 15/05/95), la Directora General del Tesoro y Política Financiera, Belén Romana García.

**4450** *RESOLUCIÓN de 12 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.*

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema para la aprobación de un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto 385/2002 de 26 de abril por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997 de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumidores y tránsitos de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto 1435/ 2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

La presente Resolución pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen

Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, y contra la misma podrá interponerse recurso potestativo de reposición, en el plazo de un mes, ante el Excmo.Sr. Secretario de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa o, directamente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su publicación.

Madrid, 12 de febrero de 2004.—El Secretario de Estado, José Folgado Blanco.

Ilma. Sra. Directora General de Política Energética y Minas, Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional de la Energía, Sr. Presidente de Red Eléctrica de España, S. A. y Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A.

## ANEXO

**Procedimientos de operación del sistema**

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O.10.1 Condiciones de instalación de los puntos de medida
- P.O.10.2 Verificación de los equipos de medida
- P.O.10.3 Requisitos de los equipos de inspección
- P.O.10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones.
- P.O.10.5 Estimación de medidas eléctricas y cálculo del mejor valor de energía de puntos de frontera.
- P.O.10.6 Agregaciones de puntos de medida
- P.O.10.11 Tratamiento e intercambio de información entre encargados de lectura, comercializadores y resto de agentes.

**CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDIDA****P.O. 10.1****ÍNDICE**

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
  - 3.1 Tipos 1, 2, 3
    - 3.1.1 General
    - 3.1.2 Determinación de la ubicación de los puntos de medida
    - 3.1.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida
    - 3.1.4 Telemedida
    - 3.1.5 Elementos auxiliares
    - 3.1.6 Equipos que no cumplan los requisitos de instalación
    - 3.1.7 Modificación de las instalaciones
    - 3.1.8 Registros de la instalación
  - 3.2 tipos 4, 5
    - 3.2.1 General
    - 3.2.2 Determinación de los puntos de medida
    - 3.2.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida
4. PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES DE LOS PUNTOS DE MEDIDA
  - 4.1 Tipos 1, 2, 3
    - 4.1.1 General
    - 4.1.2 Solicitud de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida
    - 4.1.3 Procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida
    - 4.1.4 Inspección visual
    - 4.1.5 Comprobación de cableados
    - 4.1.6 Aceptación de los ensayos en origen de los equipos de medida

4.1.7 Parametrización, inspección y precintado del contador- registrador

4.1.8 Pruebas funcionales de comunicación

4.1.9 Datos de inventario

4.1.10 Auditoria de las instalaciones

4.1.11 Defectos de instalación y funcionamiento de instalaciones de medida

4.2 Tipos 4, 5

4.2.1 Solicitud de puesta en servicio y alta de las instalación de un punto de medida

ANEXO I: Acta de Verificación de Punto de Medida Tipos 1,2 y 3

ANEXO II: Acta de Verificación de Punto de Medida Tipos 4 y 5

**1. OBJETO**

Este documento tiene por objeto definir las condiciones a que deben ajustarse las instalaciones de los puntos de medida y sus equipos asociados.

**2. ÁMBITO DE APLICACIÓN**

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

**3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA****3.1 Tipos 1, 2, 3****3.1.1 General**

El Encargado de la Lectura deberá comprobar que las instalaciones de puntos de medida cumplen con lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida se instalarán de modo que funcionen dentro de las condiciones ambientales definidas por el fabricante.

Será obligatorio la verificación y el precintado de los contadores y de los transformadores de medida de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.2."Verificación de los equipos de medida".

La relación de transformación de los transformadores de intensidad será tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la potencia contratada en el caso de clientes se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador. En el caso de que alguna instalación no pueda cumplir este rango, el Encargado de la Lectura, deberá hacerlo de modo explícito, justificando la imposibilidad de cumplimiento del mismo.

La relación de transformación de los transformadores de tensión será tal, que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.

Las características nominales de tensión e intensidad de los contadores serán las adecuadas a los secundarios de los transformadores de medida a que están conectados.

Los registradores y equipos de medidas de comunicaciones que se instalen, deberán utilizar el protocolo de comunicación establecido en el procedimiento 10.4."Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones".

**3.1.2 Determinación de la ubicación de los puntos de medida**

La definición de los puntos de medida y la determinación de la ubicación de los equipos en los puntos de medida se realizará de acuerdo con lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Cuando el responsable de los equipos de un punto de medida proyecte operar con una configuración diferente a las establecidas en la Normativa de Puntos de Medida de Energía, deberá entregar al Encargado de la Lectura un informe en el que se justifique el motivo por el que propone dicha configuración, así como una descripción detallada de la misma. El Encargado de la Lectura, garantizando que se respeta la definición de las fronteras

proponer dicha configuración, así como una descripción detallada de la misma. El Encargado de la Lectura, garantizando que se respeta la definición de las fronteras de la Normativa de Puntos de Medida de Energía, dará en un plazo inferior a treinta días la conformidad o no del establecimiento de la instalación en las condiciones solicitadas.

### 3.1.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida

La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en la Normativa vigente y en la última edición del Reglamento Sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según corresponda.

El secundario de los transformadores de medida al que se conecten los contadores deberá disponer de una caja de centralización precintable, preferiblemente independiente del resto de los devanados secundarios o de bornas precintables independientes situadas en una caja de centralización común a todos los devanados secundarios. Para instalaciones preexistentes a la Normativa de Puntos de Medida de Energía en las que no sea posible cumplir dicho requisito, el responsable del punto de medida deberá justificar el incumplimiento al Encargado de la Lectura que podrá aceptar o no esta instalación, en función de los criterios técnicos expuestos por el responsable del punto de medida. Una vez aceptada la instalación será válida la aceptación anterior hasta que se realicen trabajos de renovación o modificación.

Cuando existan otros devanados secundarios no dedicados a medida, el responsable del equipo de medida deberá justificar, mediante ensayos, que la precisión para la medida es adecuada para el rango de cargas instalado en los otros devanados secundarios. La carga que soporten los secundarios no dedicados a medida deberá mantenerse siempre dentro del rango especificado en los ensayos. Los ensayos anteriormente indicados serán custodiados por el responsable del equipo de medida y cualquier participante de la medida podrá solicitar su inspección.

La instalación y equipos se precintarán de forma que no sea posible añadir o quitar cargas sin romper los precintos.

Independientemente de la existencia de dichos ensayos el encargado de la lectura podrá solicitar la comprobación de distribución de cargas simultáneas en los distintos secundarios.

Cada contador y registrador dispondrá de un rótulo identificativo que indique a qué punto/s de medida corresponde.

### 3.1.4 Telemedida

La Normativa de Puntos de Medida de Energía establece que puntos deben disponer obligatoriamente de comunicación, siendo optativo para el resto.

### 3.1.5 Elementos auxiliares

En cada contador se instalará un bloque de pruebas de, al menos, seis polos para el circuito de intensidades y otro bloque de pruebas de, al menos, cuatro polos para el circuito de tensiones, tanto en el caso de medida directa como de medida indirecta. Dichos bloques permitirán la separación para la verificación o sustitución del contador sin necesidad de desconectar la instalación y, en caso de los transformadores de intensidad, sin interrumpir la continuidad del circuito secundario. Los bloques de prueba deberán permitir realizar las operaciones que se indican a continuación:

- Ser precintables sus alvéolos de prueba y elementos cortocircuitables.
- Apertura y cierre de cualquier circuito de tensión.
- Puesta en cortocircuito o no de cualquier circuito de intensidad.
- Realizar mediciones en serie y en paralelo de los circuitos de intensidad y tensión.
- Cambiar el contador y variar las instalaciones sin necesidad de cortar el suministro del punto de medida.
- Verificación del contador.
- Dejar conectados equipos de comprobación temporalmente sin desconexión del equipo principal.

Los conductores irán marcados convenientemente mediante anillas de plástico o cualquier otro método a fin de identificar correctamente cada uno de los circuitos.

Las interconexiones entre los contadores y los transformadores de medida se realizarán utilizando cables apantallados de sección igual o superior a 6 mm<sup>2</sup> para las nuevas instalaciones; para instalaciones anteriores a la entrada en vigor del Normativa de Puntos de Medida de Energía que no dispongan de cables apantallados, el responsable de los equipos de medida será responsable de su sustitución cuando se acometan trabajos de modificación o sustitución de los transformadores de medida o cuando se detecten errores de imprecisión o averías imputables al apantallamiento.

En las nuevas instalaciones los cables no deberán tener puntos de conexión intermedios. Si estos han de existir, se instalarán cajas de conexión intermedia precintables o en su caso bornes precintables, que serán precintadas por el

Encargado de la Lectura y que impidan la manipulación. En aquellas instalaciones ya existentes se reducirá al mínimo las conexiones entre paneles, utilizando para estas bornes no seccionables y preferiblemente precintables.

### 3.1.6 Equipos que no cumplan los requisitos de instalación

Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipos nuevos aquellos equipos de medida existentes de acuerdo a lo indicado en el Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en las disposiciones transitorias del Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Para los equipos aprovechables durante las etapas transitorias que fija el Normativa de Puntos de Medida de Energía y que no cumplan los requisitos de precisión indicados en dicho Normativa de Puntos de Medida de Energía, el Encargado de la Lectura, si existen dudas sobre su estado o precisión, podrá solicitar una verificación a petición. Dicha verificación se realizará de acuerdo con el procedimiento P.O. 10.2. "Verificación de los equipos de medida". Los gastos de dicha verificación correrán a cargo del responsable del equipo de medida.

### 3.1.7 Modificación de las instalaciones

El responsable de los equipos de cada punto de medida solicitará al Encargado de la Lectura, por cualquier procedimiento que deje constancia, cualquier modificación planificada en las instalaciones de medida con al menos un mes de antelación a su fecha prevista.

La solicitud de modificación habrá de ser confirmada por carta.

Las modificaciones de las instalaciones que deberán ser notificadas serán las que afecten a:

- Modificación de relaciones de transformación
- Sustitución de cualquier equipo de medida
- Modificación en el conexionado interno o externo de cualquiera de los equipos de medida
- Incorporación o sustitución de cualquier equipo conectado a cualquiera de los devanados secundarios de los transformadores de medida
- Modificaciones en el circuito de potencia de la instalación
- Otras modificaciones que puedan afectar a la medida

El Encargado de la Lectura autorizará o no la modificación solicitada, comunicando al responsable del equipo del punto de medida y al otro participante su decisión no más tarde de los quince días después de recibir la solicitud.

Las modificaciones de las instalaciones podrán requerir a criterio del Encargado de la Lectura, una nueva realización del procedimiento de puesta en servicio de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.3. de este procedimiento.

En caso de modificaciones urgentes por reparación ante avería o mantenimiento correctivo no planificado que afecten a equipos de medida que no sean fronteras de cliente y que requieran una intervención urgente por necesidades del servicio, deberán ser notificadas al Encargado de Lectura en el primer día hábil.

Independientemente de todo lo anterior, el levantamiento de cualquier precinto ya sea planificado o por avería se realizará de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P. O. 10.2. "Verificación de equipos de medida".

### 3.1.8 Registros de la instalación

El responsable de los equipos de los puntos de medida custodiará la información que se indica a continuación:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.
- Documentación técnica descriptiva original de los equipos de medida.
- Manuales de uso de los equipos de medida.
- Protocolos de ensayos en origen(fabrica), de acuerdo al procedimiento P.O. 10.2 "Verificación de los equipos de medida", ensayos de precisión, ensayos eléctricos y mecánicos que especifiquen las normas UNE o IEC.
- Ensayo de precisión para carga simultánea de los distintos devanados secundarios, según apartado 4.1.2 de las Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Los protocolos de ensayo realizados durante la puesta en servicio de la instalación.
- Ficheros de inventario actualizados en soporte informático de los equipos de medida, de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de cargas de inventario del sistema de información de medidas. El Operador del Sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.
- Copia del acta de conformidad de la instalación descrita en el apartado 4.1.3. de este documento.

El Encargado de la Lectura y el Operador del Sistema tendrán acceso a dicha documentación.

Independientemente de lo anterior, los responsables de puntos de medida de instalaciones operando en el mercado con anterioridad de la aprobación de este procedimiento, deberán enviar a su Encargado de la Lectura antes de que se



cumplan seis meses desde la aprobación de este procedimiento la información que se indica a continuación:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente o contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.
- Características principales de cada uno de los equipos de medida: normas de fabricación y ensayo, marca, modelo, tipo y clase de precisión.
- Certificados de conformidad a norma de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el procedimiento P.O.10.2."Verificación de los equipos de medida".

La negativa a facilitar la información indicada constituirá una infracción según el Artículo 30 del Real Decreto 2018/1997 (según modificación introducida en RD 385/2002).

## 3.2 Tipos 4, 5

### 3.2.1 General

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y tipo 5, tanto estáticos como de inducción se ajustarán a lo reglamentado en el Reglamento Electrotécnico de baja Tensión y a la reglamentación específica que les sea de aplicación.

### 3.2.2 Determinación de los puntos de medida

El responsable del punto de medida ubicará el punto de medida principal coincidiendo con el punto frontera. Cuando ello no sea posible se aplicará el procedimiento legalmente previsto.

### 3.2.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida

La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en Normativa de Puntos de Medida de Energía y en la última edición del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se podrán usar centralizaciones de equipos de medida para suministros individuales en función de la reglamentación y de la normativa interna de cada distribuidor, que en todo caso habrá de estar conforme con la normativa vigente. En cualquier caso, tanto las centralizaciones como los suministros individuales deberán estar protegidos por paneles aislantes o módulos de aislamiento.

En caso de equipos instalados en un panel de centralización, las salidas hacia los contadores deberán ser con bornes que tengan una capacidad de embornamiento al menos entre 6 y 25 mm<sup>2</sup>. Cada salida estará protegida con fusibles de seguridad.

En caso de equipos instalados en envolventes individuales, éstos deberán permitir el alojamiento del contador, interruptor horario y base portafusibles.

## 4. PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES DE LOS PUNTOS DE MEDIDA

### 4.1 Tipos 1, 2, 3

#### 4.1.1 General

El proceso de entrada en funcionamiento de las instalaciones de un punto de medida en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas se realizará atendiendo a lo indicado a continuación.

Caso de detección de incumplimiento del procedimiento de puesta en servicio en cualquiera de sus fases por el Encargado de la Lectura, éste último será responsable de comunicarlo a la CNE y al Ministerio de Economía por si fueran de aplicación sanciones por incumplimiento la Normativa vigente.

#### 4.1.2 Solicitud de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida

El responsable del equipo de medida o su representante solicitará al Encargado de la Lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, con al menos quince días de antelación a la fecha prevista para la puesta en servicio.

La solicitud se realizará de acuerdo a las especificaciones establecidas por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

Adicionalmente, el responsable deberá enviar al Encargado de la Lectura la siguiente información:

Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.

- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente y contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.

- Características principales de cada uno de los equipos de medida: normas de fabricación y ensayo, marca, modelo, tipo y clase de precisión.
- Certificados de conformidad a norma de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el procedimiento P.O.10.2."Verificación de los equipos de medida".

En el caso de Puntos de Medida de clientes, el Encargado de Lectura dispondrá de un plazo de 15 días a partir de que el cliente o su representante comunique que dispone de los equipos de medida o que opta por alquilarlos, para la instalación y precintado de los mismos, siempre y cuando dicho cliente cuente con la concesión de la solicitud de acceso.

Para el resto de Puntos de Medida, el Encargado de la Lectura emitirá carta al solicitante indicando su acuerdo o posibles modificaciones necesarias al responsable de los equipos del punto de medida o su representante en el plazo de un mes desde que reciba la solicitud, a fin de acordar la fecha para la inspección, parametrización y precinto de la instalación que deberá efectuarse antes de tres meses desde la entrada en servicio de la instalación. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a su disposición las instrucciones para que el responsable de los equipos del punto de medida o su representante prepare los datos del punto de medida para la carga de inventario, de acuerdo a las especificaciones publicadas por el Operador del Sistema para intercambio de información con los distintos sujetos.

Si tras el análisis de los datos de la instalación, el Encargado de la Lectura considera la instalación con defectos, lo comunicará antes de cumplirse quince días para fronteras de clientes y de un mes para el resto de fronteras. El responsable del equipo de medida dispondrá de un plazo de un mes para corregir los defectos. El alta de una frontera requerirá de pruebas de comunicación satisfactorias con cada uno de los registradores de puntos de medida asociados a dicha frontera por parte del encargado de la lectura.

Para poder ser considerada una medida en el sistema de información de medidas es necesario que el Encargado de la Lectura emita una carta indicando su acuerdo inicial a los datos aportados por el solicitante. Caso contrario, el punto de medida no sería válido para actuar en el mercado de energía eléctrica.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al procedimiento P.O. 10.5 "Estimación de Medidas y Cálculo del Mejor Valor de Energía de Puntos Frontera".

#### 4.1.3 Procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida

El Encargado de la Lectura realizará la inspección de la instalación de acuerdo a la normativa aplicable y levantará acta de acuerdo al anexo 1 de este procedimiento. La inspección comprenderá al menos, la comprobación de los siguientes aspectos:

- Inspección visual de los equipos de medida principal y comprobantes o redundantes.
- Comprobación de cableados y esquema eléctrico del sistema de medida.
- Comprobación de que los equipos de medida han superado la verificación en origen o primitiva.
- Parametrización del contador y registrador.
- Precinto de los equipos de medida.
- Pruebas funcionales de comunicación

Adicionalmente, previamente o durante la inspección de la instalación, el responsable de los puntos de medida deberá hacer entrega al Encargado de la Lectura con copia al otro participante de una carta en la que certifique que todas las fronteras de la instalación se corresponden con todas las fronteras dadas de alta en el sistema de información de medidas y que no existe ningún punto de interconexión eléctrica con otros agentes en dicha instalación.

#### 4.1.4 Inspección visual

El Encargado de la Lectura realizará la inspección visual de la instalación a fin de comprobar que cumple los requisitos establecidos en la Normativa vigente y en este procedimiento.

#### 4.1.5 Comprobación de cableados

En presencia del Encargado de la Lectura, el responsable de los equipos del punto de medida identificará y comprobará la correcta conexión de los cableados a fin de comprobar que los circuitos cumplen los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía (NSV) y en este procedimiento.

El Encargado de la Lectura, precintará la caja de bornes de los distintos equipos de medida a fin de asegurar la no manipulación de los circuitos.

#### 4.1.6 Aceptación de los ensayos en origen de los equipos de medida

El Encargado de la Lectura comprobará que los certificados de verificación en origen de los distintos equipos de medida son acordes a lo especificado en el procedimiento 10.2."Verificación de los equipos de medida". y cumplen los requisitos para el tipo de punto de medida. Para los equipos que dispongan de verificación primitiva, se estará a lo dispuesto en su legislación específica.

**4.1.7 Parametrización, inspección y precintado del contador- registrador**

El Encargado de la Lectura comprobará la parametrización del contador y registrador de acuerdo a lo indicado en éste documento y se asegurará que el contador y el registrador no han sufrido deterioro durante su instalación. Una vez realizadas dichas comprobaciones se precintarán los equipos de medida de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.7 del procedimiento 10.2. "Verificación de los equipos de medida".

**4.1.8 Pruebas funcionales de comunicación**

Una vez finalizadas las comprobaciones anteriores, el Encargado de la Lectura, realizará una prueba de lectura local con TPL y otra remota a través del Concentrador Principal o secundario (para equipos con comunicación).

Una vez realizadas las comprobaciones, el Encargado de la Lectura levantará acta de aprobación o no de la instalación con listado de defectos y pendientes a solucionar antes de la puesta en servicio de acuerdo a lo indicado en el anexo 1 de este procedimiento.

**4.1.9 Datos de inventario**

Antes de una semana de la fecha de puesta en servicio el responsable del equipo de medida, o del concentrador secundario asociado, deberá proporcionar al Encargado de la Lectura los datos de inventario del punto de medida de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema para cargas de inventario.

Cualquier modificación de los datos de inventario se deberá comunicar al Encargado de Lectura con al menos una semana de antelación a la fecha prevista de modificación.

**4.1.10 Auditoría de las instalaciones**

El Encargado de la Lectura y/o Operador del Sistema podrá realizar una comprobación de las instalaciones del punto de medida en cualquier momento, a petición de cualquier participante de la medida, o si observara errores o datos inconsistentes, con el mismo alcance al indicado en el punto 4.1.3 de este procedimiento, a fin de comprobar que no se han introducido modificaciones no autorizadas en la instalación con respecto al acta de verificación inicial.

**4.1.11 Defectos de instalación y funcionamiento de instalaciones de medida**

Los defectos en las instalaciones de medida se clasificarán en graves o leves, según puedan constituir o no infracción conforme al artículo 30 del Reglamento. Cuando el defecto sea grave, la instalación no podrá ser puesta en servicio hasta su subsanación

El responsable del equipo de medida es responsable de subsanar todos los defectos de sus instalaciones en los términos indicados en la Normativa vigente, en un plazo de tres meses desde que reciba la comunicación del Encargado de la Lectura con los defectos encontrados. La sustitución de equipos que no cumplan los requisitos se realizará de acuerdo a los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El Encargado de la Lectura comunicará al responsable del punto de medida y a la CNE, los defectos encontrados así como los plazos para su resolución. Cuando los defectos sean graves, lo comunicará además a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al procedimiento P.O. 10.5 "Estimación de Medidas y Cálculo del Mejor Valor horario de Puntos Frontera".

**4.2 Tipos 4, 5****4.2.1 Solicitud de puesta en servicio y alta de las instalación de un punto de medida**

El cliente elegible o su representante solicitará al Encargado de la Lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, en los plazos y con los requisitos especificados en la normativa vigente.

El Encargado de Lectura basándose en el boletín emitido por el instalador correspondiente o en su defecto mediante inspección de la instalación, deberá indicar en el plazo legalmente previsto, la aceptación de la instalación o las modificaciones a efectuar, indicando el código universal dentro del Sistema de Medidas del punto de medida.

## ANEXO I

## ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTO DE MEDIDA

## TIPOS 1, 2, 3

Fecha:.....  
 .....

Causa de la verificación(P.E.S. / Modificación / Auditoría):

## 1. IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (OS): ..... Dirección.....

Código PM (externo):..... Población: .....

Responsable de la instalación: ..... Código postal: .....

Tipo de punto (1/2/3): ..... Teléfono contacto: .....

Potencia aparente nominal/contratada (kVA):..... Telemedida (CP/CS/NO):.....

Tensión nominal (kV): ..... Fecha inicio vigencia: .....

## 2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES

*Transformadores de intensidad(relación devanado medida)*

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	Nº Devanados secundarios/ medida	RELACIÓN	POTENCIA	CLASE

*Transformadores de Tensión*

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	Nº Devanados secundarios/ medida	RELACIÓN	INDUCTIVO	POTENCIA	CLASE

*Contadores*

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	T. Nominal	I. Nominal	Lectura max. Activa	Lectura max Reactiva	CLASE

*Registrador*

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	CANAL (1 – 8)	DIRECCIÓN (0-65535)	CODIGO SIMEL	COMUNICACIÓN

Observaciones: .....  
 .....

**3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS**

	PROTOCOLOS DE ENSAYO O EN ORIGEN	CLASE DE PRECISIÓN ADECUADA TIPO PM	CUMPLIMIENTO RD 2018/97	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen	OBSERVACIONES
Trafos intensidad						
Trafos tensión						
Contadores						

**4. CONFIGURACIÓN DE LA MEDIDA DEL PUNTO DE MEDIDA**

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.
- Punto/s frontera para los que se utiliza el punto de medida: .....
- Tipo de configuración del punto frontera / medida descrita en el Apéndice C de las ITC's (caso de no ser ninguna de las configuraciones, deberá existir nota de conformidad del encargado lectura)

Observaciones: .....

.....

**5. ADECUACIÓN Y CONECTIVIDAD DE EQUIPOS DE MEDIDA**

- Relación de transformación de los transformadores de intensidad es tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o contratada se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.
- Relación transformación de trafos de tensión comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario
- Características nominales de tensión e intensidad de contadores adecuadas a los secundarios de trafos de medida a que están conectados
- Secundarios de medida a que está conectado el contador/es dedicado en exclusiva a medida destinada a liquidación.
- El registrador utiliza el protocolo de comunicación establecido en el procedimiento P.O. 10.4.

**6. CARGA SIMULTANEA DEVANADOS SECUNDARIOS**

	PROTOCOLO ENSAYO O MEDIDA (VA)	ESPECIFICADA (VA)	CUMPLIMIENTO RD 2018/97	OBSERVACIONES
Carga simultanea devanado Sec. I.				
Carga simultanea devanados Sec. T.				

Observaciones: .....

.....

**7. CRITERIOS DE INSTALACIÓN**

- Transformadores de tensión**
- Inspección visual  Precinto caja
  - Medida( o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de carga simultanea sobre todos los transformadores de tensión por encima del 50% de la carga de precisión con  $\cos \Psi$  mayor de 0.8 .

Fase R: ..... VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)



Fase S: ..... VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T: ..... VA(Medida) Fase T:..... VA(Calculada)

- Separación entre devanado de medida / otros y posibilidad de precintado independiente
Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de caída de tensión inferior al 1 por 1000.

Fase R: ..... VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)

Fase S: ..... VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T: ..... VA(Medida) Fase T:..... VA(Calculada)

Observaciones: .....

8. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

- Inspección visual Precinto caja
Medida (o comprobación del protocolo de p.e.s.) de carga máxima cables menor o igual 75 % de la carga de precisión del trafo.

Fase R: ..... VA(Medida) Fase R:.....VA(Calculada)

Fase S: ..... VA(Medida) Fase S:.....VA(Calculada)

Fase T: ..... VA(Medida) Fase T:.....VA(Calculada)

9. CABLEADOS

- Cables apantallados/ blindados entre transformadores medida - caseta... Identificación de cables
Cableado interconexión mayor o igual a 6 mm² Sin conexiones intermedias. Si hay deben precintarse

Observaciones: .....

10. CONTADORIES

- Inspección visual Precinto
Sistema de medida a cuatro hilos Bloque de pruebas precintable
Identificación del punto de medida a que corresponde Comprobación parametrización

Observaciones: .....

11 REGISTRADOR

- Inspección visual Precinto
Comprobación parametrización Comprobación de lectura local (TPL) y remota (CS o CP) si aplica
Identificación de los puntos de medida a que corresponde Carga de clave privada

Observaciones: .....

**12. DATOS DE INVENTARIO**

- Ficheros inventario actualizados en soporte informático, de acuerdo especificaciones del OS de cargas de inventario de SIMEL.
- Comprobación de dichos ficheros en el CP.

Observaciones:.....  
 .....

**13.. PRUEBAS FUNCIONALES DE LECTURA**

- Lectura local con TPL
- Lectura remota CS o CP

Observaciones:.....  
 .....

**14. TOTALIZACIÓN DE PRECINTOS**

	FRONTAL	POSTERIOR	OBSERVACIONES
Armario contador			
Contador			
B.P.			
Registrador			
Caja centralización			

**15. LISTA DE DEFECTOS**

.....  
 .....

**16. CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS**

- Leves
- Graves ( presunta infracción conforme el artículo 30 del Reglamento)

En ....., a .....de ..... del 20.....

Por el Encargado de Lectura:

Empresa propietaria del PM: .....

Nombre .....

Nombre responsable PM: .....

Firma

Firma



*Otros dispositivos (ICP, Etc. )*


Observaciones:.....  
 .....

**3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS**

	PROTOCOLO DE ENSAYO	CUMPLIMIENTO RD (CLASE PRECISIÓN, ETC.)	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen	OBSERVACIONES
Contador					
Registrador					
Otros dispositivos (ICP, etc)					

**4. INSPECCION DE LA INSTALACION DEL PUNTO DE MEDIDA**

Sección cableado línea repartidora (mm<sup>2</sup> ) .....

Sección cableado derivación individual (mm<sup>2</sup> ) .....

Esquema eléctrico y conexionado.....

**Contador/Registrador**

Inspección visual

Precinto

Identificación del punto de medida a que corresponde

Comprobación parametrización

Propiedad del equipo de medida:.....

Observaciones:.....  
 .....

**5. LISTA DE DEFECTOS**

.....  
 .....



## 6. CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS

Leves .....

 Graves ( presunta infracción conforme el artículo 30 del Reglamento) .....

En ....., a ..... de ..... del .....

Por el Encargado de la Lectura:

Por el Titular del PM:

Nombre .....

Nombre: .....

Firma

Firma

**VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA****P.O. 10.2****ÍNDICE**

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
  - 3.1 Equipos de medida a verificar
  - 3.2 Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas
  - 3.3 Solicitud de verificaciones no planificadas (verificaciones a petición)
  - 3.4 Gastos ocasionados por las verificaciones
  - 3.5 Procedimiento de verificación
    - 3.5.1 Puntos tipo 1, 2, 3
      - 3.5.1.1 Verificaciones sistemáticas
        - 3.5.1.1.1 Coordinación de la verificación
        - 3.5.1.1.2 Lugar de la verificación
        - 3.5.1.1.3 Procedimiento de verificación
        - 3.5.1.1.4 Equipos necesarios para la verificación
        - 3.5.1.1.5 Responsables de ejecución
        - 3.5.1.1.6 Criterios de aceptación
        - 3.5.1.1.7 Registro
        - 3.5.1.1.8 Medidas perdidas durante las verificaciones
      - 3.5.1.2 Verificaciones a petición
      - 3.5.1.3 Verificaciones en origen
        - 3.5.1.3.1 Coordinación de la verificación
        - 3.5.1.3.2 Lugar de verificación
        - 3.5.1.3.3 Procedimiento de verificación
        - 3.5.1.3.4 Registros
    - 3.5.2 Puntos tipo 4, 5

- 3.5.2.1 Verificación primitiva
  - 3.5.2.1.1 Coordinación de la verificación
  - 3.5.2.1.2 Lugar de verificación
  - 3.5.2.1.3 Procedimiento de verificación
  - 3.5.2.1.4 Registros
- 3.5.2.2 Verificaciones periódicas
  - 3.5.2.2.1 Coordinación de la verificación
  - 3.5.2.2.2 Ejecución de la verificación periódica
  - 3.5.2.2.3 Procedimiento de verificación periódica
  - 3.5.2.2.4 Criterios de aceptación
  - 3.5.2.2.5 Equipos necesarios para la verificación
  - 3.5.2.2.6 Resultados
  - 3.5.2.2.7 Medidas perdidas durante las verificaciones
- 3.6 Equipos que no cumplan los requisitos especificados
- 3.7 Precinto de los equipos de medida

ANEXO I: Verificación de Contadores de Energía en puntos de Medidas de Tipos 1, 2 y 3

ANEXO II Verificación de Transformadores de Tensión

ANEXO III: Verificación de transformadores de intensidad

**1. OBJETO**

Este documento tiene por objeto definir las condiciones y procedimiento de verificación de los equipos de medida instalados en los puntos de medida.

**2. ÁMBITO DE APLICACIÓN**

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política

Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

### 3. VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

#### 3.1 Equipos de medida a verificar

Los equipos de medida solos o combinados que será necesario verificar serán los siguientes:

- Contadores de activa y reactiva
- Registradores de energía
- Transformadores de tensión
- Transformadores de intensidad
- Otros equipos o dispositivos cuando la legislación así lo establezca

#### 3.2 Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas

Los equipos de medida descritos en 3.1 serán sometidos a los distintos tipos de verificaciones y en los plazos indicados de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 1, 2, 3 deberán disponer de verificación primitiva o en origen y serán sometidos a verificaciones sistemáticas en los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía o en su caso se someterán a las verificaciones periódicas cuando corresponda.

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y tipo 5 tanto estáticos como de inducción, deberán disponer de verificación primitiva o en origen y serán sometidos a verificaciones sistemáticas o en su caso verificaciones periódicas en los plazos indicados y con el sistema de lotes y muestras establecido en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 y FOM/1100/2002 de 08/05/2002.

#### 3.3 Solicitud de verificaciones no planificadas (verificaciones a petición)

Cualquiera de los participantes en una medida o el Operador del Sistema, podrá solicitar la realización de la verificación de cualquiera de los equipos del punto de medida del que son partícipes fuera de los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las verificaciones no planificadas o a petición tendrán el mismo alcance y tratamiento que las planificadas.

Las verificaciones no planificadas con resultados satisfactorios darán lugar a la reasignación de las fechas de verificación sistemática de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las solicitudes de verificación no planificadas se comunicarán al encargado de la lectura por el procedimiento que defina el encargado de la lectura, con el contenido mínimo que se indica a continuación:

- Fecha en que se emite la solicitud.
- Identificación del equipo de medida del que se solicita verificación.
- Identificación del punto de medida.
- Causa de la solicitud de verificación.

#### 3.4 Gastos ocasionados por las verificaciones

Los gastos que ocasionen las verificaciones estarán sujetos a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía y resto de normativa vigente.

### 3.5 Procedimiento de verificación

#### 3.5.1 Puntos tipo 1, 2, 3

##### 3.5.1.1 Verificaciones sistemáticas.

##### 3.5.1.1.1 Coordinación de la verificación

El encargado de la lectura atendiendo a las periodicidades indicadas en 3.2 coordinará con el responsable de cada equipo de medida y el otro participante de la medida la realización de las verificaciones.

Cualquier persona física o jurídica con interés económico en una medida podrá participar en las verificaciones, para lo cual podrá solicitar al encargado de la lectura que le comunique las que este previsto realizar a un equipo de medida.

##### 3.5.1.1.2 Lugar de la verificación

Las verificaciones se realizarán siempre que sea posible en la propia instalación en la que esté el equipo. De no ser posible la realización de la verificación en la propia instalación, el responsable del equipo comunicará al resto de participantes de la medida la razón y el laboratorio en que se realizará la verificación.

El responsable de un equipo de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, deberá garantizar el acceso físico al encargado de la lectura, verificador de medidas si lo hubiere, a los demás participantes en la medida y a las Administraciones competentes para la realización de los trabajos de verificación.

##### 3.5.1.1.3 Procedimiento de verificación

Las verificaciones se realizarán dentro del rango de las condiciones ambientales definidas por el fabricante para cada equipo de medida y los patrones a utilizar. En el caso de que las condiciones ambientales de los equipos de medida no se encuentren dentro de los rangos establecidos por el fabricante, se indicará dicha circunstancia en el protocolo de verificación y se considerará que el equipo no cumple los requisitos especificados de acuerdo al apartado 3.6. de este procedimiento.

Para cada equipo a verificar existe un documento específico o protocolo de prueba en el que se indican y registran los ensayos a realizar:

Anexo 1: Verificación Contador - registradores de energía

Anexo 2: Verificación Transformadores de Tensión

Anexo 3: Verificación Transformadores de Intensidad

Antes de proceder a la verificación de un contador - registrador, se comprobará que su parametrización es correcta y coincide con la inventariada en el Concentrador Principal y/o concentrador del encargado de la lectura. Asimismo, se deberá tomar lectura local con TPL, inmediatamente antes e inmediatamente después de la realización de una verificación.

##### 3.5.1.1.4 Equipos necesarios para la verificación

Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar las características especificadas de un equipo de medida, deberán cumplir lo indicado en el procedimiento P.O. 10.3 "Requisitos de los equipos de inspección".

##### 3.5.1.1.5 Responsables de ejecución.

El Verificador de Medidas Eléctricas autorizado será el responsable de las verificaciones en los puntos de medida, ejecutando la verificación a petición del responsable del punto de medida, salvo en las fronteras con Transporte, en las Interconexiones Internacionales y en las fronteras de generación que oferten su energía al mercado de producción, donde el Verificador será el Operador del Sistema. No obstante, el Encargado de la Lectura, podrá efectuar determinadas verificaciones en los supuestos y bajo las condiciones previstas en el Reglamento de Puntos de Medida.

El responsable del equipo de medida, o su representante, es el responsable de elegir al ejecutor de los trabajos que deberá ser un Verificador de Medidas Eléctricas de acuerdo a los requisitos establecidos en el Reglamento de Puntos de Medida.

El encargado de la lectura participará en el desarrollo de la verificación con las atribuciones indicadas en el Reglamento de Puntos de Medida. El participante no responsable del equipo de medida y/u otros sujetos con interés en la medida podrán asistir a la verificación si así lo desean y lo comunican previamente al encargado de la lectura. En este último caso firmarán en el certificado de verificación.

##### 3.5.1.1.6 Criterios de aceptación

Los criterios de aceptación de los equipos a verificar, considerando el grado de incertidumbre de los equipos de verificación utilizados de los diversos ensayos indicados en el apartado 3.5.1.4 serán los indicados en las siguientes normas:

##### Contadores

Los establecidos para la clase de contador verificado en la última edición de las normas:

UNE-EN 60.687  
UNE-EN 61.036  
UNE-EN 61.268

##### Transformadores de medida

Los establecidos para la clase de transformador verificado en la última edición de las normas:

UNE-EN 60044 - 1  
UNE-EN 60044 - 2

El verificador de medidas es el responsable de aceptar y validar los datos y resultados de las verificaciones.

##### 3.5.1.1.7 Registro

Los formatos de verificación que forman parte de los anexos 1, 2 y 3 de este documento servirán como registro de la verificación realizada.

El protocolo deberá ir firmado por los representantes de los participantes en la medida que hayan intervenido en la verificación y por el verificador de medidas. Los protocolos firmados serán registrados y custodiados en el concentrador del encargado de la lectura y se harán públicos a los interesados a través de los servicios de usuario.

##### 3.5.1.1.8 Medidas perdidas durante las verificaciones

En los casos en que un equipo de medida pueda verificarse aislándolo del resto de equipos pero continuando el flujo de energía por la frontera, la energía no medida del punto de red donde se encuentra el equipo a verificar podrá obtenerse por cualquiera de los métodos y con la prelación que se indica a continuación:

- Punto de medida redundante
- Punto/s de medida comprobante/s
- Equipo auxiliar de medida

- Estimación del Encargado de la lectura, según el procedimiento de acuerdo al procedimiento P.O 10.5

El equipo de medida auxiliar podrá ser otro equipo de clase igual o mejor del equipo a verificar. Antes de utilizar el equipo de medida auxiliar, los participantes en la verificación deberán comprobar el funcionamiento del mismo. El equipo auxiliar deberá estar verificado con los mismos requisitos y periodicidades de los del tipo 1.

El método seleccionado para la determinación de la energía no medida durante la verificación deberá indicarse en el protocolo de verificación. La energía no medida durante la verificación se indicará para periodos completos de integración (si la verificación dura 1 hora 15 minutos, se indicará en el protocolo la energía no medida para los periodos de las dos horas afectadas).

### 3.5.1.2 Verificaciones a petición

Una vez recibida la solicitud, el encargado de la lectura coordinará con los dos participantes en la medida el día y hora de realización de la verificación. En cualquier caso, la verificación se realizará en un plazo máximo de 30 días desde su solicitud.

El procedimiento de verificación es idéntico que el de verificaciones sistemáticas

### 3.5.1.3 Verificaciones en origen.

#### 3.5.1.3.1 Coordinación de la verificación

El responsable del equipo de medida será responsable de que dicho equipo disponga de una verificación en origen antes de la puesta en servicio de sus equipos de medida, que será ejecutada por un verificador de medidas eléctricas.

#### 3.5.1.3.2 Lugar de verificación

Las verificaciones en origen se realizarán en un laboratorio oficial autorizado. No obstante cuando el equipo carezca de tal verificación, se podrán realizar in situ por un verificador de medidas eléctricas.

#### 3.5.1.3.3 Procedimiento de verificación

El verificador de medidas eléctricas, que podrá ser el fabricante cuando esté autorizado como tal, ejecutará el protocolo que se incluye, con al menos, los ensayos, condiciones de prueba, condiciones de los equipos de inspección y criterios de aceptación indicados en el apartado 3.5.1 de este documento.

#### 3.5.1.3.4 Registros

El responsable del equipo de medida será el responsable de custodiar su certificado de verificación en origen hasta al menos la primera verificación sistemática del equipo y con un mínimo de seis años.

El encargado de la lectura o cualquier participante de la medida podrá solicitar la inspección del certificado de verificación en origen del equipo de medida.

### 3.5.2 Puntos tipo 4, 5

#### 3.5.2.1 Verificación primitiva.

##### 3.5.2.1.1 Coordinación de la verificación

Los beneficiarios de la aprobación de modelo están obligados a presentar a la verificación primitiva todos los contadores fabricados conforme a dicha aprobación de modelo, antes de su comercialización o puesta en servicio.

##### 3.5.2.1.2 Lugar de verificación

Las verificaciones primitivas serán llevadas a cabo por los servicios de las Administraciones públicas, o por los organismos o laboratorios legalmente autorizados por estas.

##### 3.5.2.1.3 Procedimiento de verificación

El procedimiento de verificación primitiva se atenderá a lo dispuesto en la reglamentación metrológica correspondiente, Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo (BOE 12/05/1984) para contadores de inducción de clase 2.

##### 3.5.2.1.4 Registros

La verificación primitiva tendrá una validez máxima establecida en su legislación específica. El encargado de la lectura será el responsable de custodiar el documento emitido por el servicio u organismo autorizado.

### 3.5.2.2 Verificaciones periódicas.

#### 3.5.2.2.1 Coordinación de la verificación

Las compañías distribuidoras serán las encargadas de solicitar ante la Administración Pública competente la verificación periódica de los contadores instalados en su red en puntos de medida de tipo 4 y 5, sean o no de su propiedad.

#### 3.5.2.2.2 Ejecución de la verificación periódica

Las verificaciones periódicas serán realizadas por los servicios de las Administraciones Públicas competentes o por los organismos autorizados por estas.

#### 3.5.2.2.3 Procedimiento de verificación periódica

Las verificaciones periódicas se efectuarán de acuerdo al sistema de lotes y muestras establecido en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y FOM/1100/2002 de 08/05/2002 para contadores de inducción.

Los lotes se establecerán de acuerdo a los criterios de homogeneidad definidos en la citada Reglamentación metrológica.

#### 3.5.2.2.4 Criterios de aceptación

Los criterios de aceptación serán los definidos en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y FOM/1100/2002 de 08/05/2002 para contadores de inducción.

#### 3.5.2.2.5 Equipos necesarios para la verificación

Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar una muestra deberán cumplir lo indicado en el procedimiento P.O. 10.3 "Requisitos de los equipos de inspección" y en su normativa específica aplicable.

#### 3.5.2.2.6 Resultados

Los resultados serán comunicados por el servicio u organismo verificador oficialmente autorizado a la Administración Pública competente en los plazos y con los datos indicados en la reglamentación metrológica aplicable.

El resultado positivo de los ensayos supondrá la validez de la verificación periódica durante el plazo legalmente previsto.

#### 3.5.2.2.7 Medidas perdidas durante las verificaciones

Cuando se retire un equipo de medida para verificarse y continúe el flujo de energía por la frontera, la energía en el punto de red se medirá con un equipo de clase igual o superior al retirado

### 3.6 Equipos que no cumplan los requisitos especificados

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 1, 2 y 3 las reparaciones necesarias para la corrección de averías detectadas durante una verificación se atenderán a lo indicado en los RD 2018/97 y 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias que los desarrollan y en la reglamentación metrológica aplicable.

El encargado de la lectura comunicará al responsable del equipo de medida y al CNE los defectos encontrados.

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 4 y 5, los resultados negativos en el proceso de verificación periódica sobre las muestras establecidas según la reglamentación metrológica definida, supondrá la retirada de la red y su sustitución de la totalidad del lote.

### 3.7 Precinto de los equipos de medida

Todos los equipos de medida deberán estar precintados por el Encargado de la Lectura en su caja de bornes y por el Verificador de Medidas Eléctricas en la tapa de la envolvente. El precinto del Encargado de la Lectura sólo podrá ser retirado por su representante o quien tenga permiso escrito para retirar el precinto. En dicho permiso deberá figurar, al menos, los siguientes datos:

- Identificación de la persona que puede retirar el precinto
- Identificación de la instalación, equipo de medida y precinto que se puede retirar.
- Período de validez de la autorización
- Persona del encargado de la lectura que concede la autorización

## ANEXO I

VERIFICACIÓN DE CONTADORES DE ENERGÍA  
EN PUNTOS DE MEDIDA DE TIPOS 1, 2 Y 3.**PROTOCOLO DE VERIFICACION DE CONTADOR - REGISTRADOR DE ENERGIA - PVC****Identificación del punto de medida**

Ubicación : \_\_

Posición: \_

Empresas afectadas:

Código pto medida :

Tipo pto medida(1/2):

Configuración (P/R/C)

Tensión kV:

**Datos de transformadores de medida**

Fase	Intensidad			Tensión		
	R	S	T	R	S	T
Marca						
Tipo						
Núm. de serie						
Relación de transformación						
Potencia (VA)						
Clase de Precisión						

**Datos registrador asociado**

Marca:

Modelo:

Canal(1-8):

Dir. Registro(0-65535):

Cód. registrador empresa:

Cód. registrador O.S.:

N.serie:

**Comentarios y observaciones a la verificación****Equipos patrones de verificación empleados:**

Equipo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

**Firmas y precintos de la verificación**

Fecha:

O. Sistema / Representante

Empresa /

Representante

Empresa /

Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Empresa / Representante

Empresa /

Representante

Empresa /

Representante

Firma:

Firma:

Firma:

PVC 1/2



Identificación de los contadores			Código PM:	
Energía / Sentido	Activa / Salida	Activa / Entrada	Reactiva/Salida	Reactiva/Entrada
Marca				
Modelo				
Número serie / Año				
Clase de precisión				
Intensidad nominal				
Tensión referencia				
Rev. o Imp / kWh (primario)				
Valor del impulso (kWh)				
Constante lectura (kWh)				
Constante facturación (MWh)				
Dígitos minutería				
Bloques prueba				

Tabla de errores obtenidos en % (límites según UNE-EN 60521 y 60687)

Carga	cos φ	Salida A-	Entrada A+	Reactiva Q-	Reactiva Q+
100 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
50 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
10 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
5 % In	1				
2 % In	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
% In					

Lecturas y correcciones contables (MWh-kWh)			Correcciones en registrador (kWh)		
	Contador( AS )	Contador( AE )	Registrador		
Hora inicial			Horas inhibidas (includ)	de	a
Hora final			Lectura de periodos	A S	A E
Lectura final (Mwh/Mvarh)			Periodo 1		
Lectura inicial (Mwh/Mvarh)			Periodo 2		
Difer. no contable			Periodo 3		
Energía no medida (MWh)			Periodo 4		
Metodo obtención			Periodo 5		
Corrección contable (MWh)			Periodo 6		

## Valores de tensiones e intensidades secundarias medidos

$U_{R-0} =$        $U_{S-0} =$        $U_{T-0} =$        $I_R =$        $I_S =$        $I_T =$        $I_N =$

Comprobación de la parametrización del contador y registrador

## Condiciones ambientales

Temperatura °C				
Humedad relativa %				

## ANEXO II

## VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE TENSION

## PROTOCOLO DE VERIFICACION DE TRANSFORMADOR DE TENSION -PVT

**Identificación del punto de medida**

Código pto medida :

Tipo pto medida (1/2) :

Ubicación : .....

Posición: .....

Tensión: kV

Empresas afectadas:

**Datos de transformadores de medida de tensión**

Fase	R	S	T
Marca			
Tipo			
Núm. de serie			
cód.trafo empresa			
cód.trafo O.S.			
Relación de transformación			
Potencia			
Clase de Precisión			

**Comentarios y observaciones a la verificación****Equipos patrones de verificación empleados:**

Equipo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

**Firmas y precintos de la verificación**

Fecha:

O.Sistema / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Empresa / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Firma:

Firma:

Firma:

**Tabla de errores obtenidos (límites según 60 044-2)**

VALORES EN BORNAS DEL TRANSFORMADOR		Código PM:					
Carga	Cos =0.8	fase r		fase s		fase t	
		Relacion %	Ang.(min)	Relacion %	Ang.(min)	Relación %	Ang.(min)
100 % Carga precisión	Un						
50 % Carga precisión	Un						
Carga real funcionamiento ( nota 1)	Un						

Carga real funcionamiento	carga fase r (VA)	carga fase s (VA)	carga fase t (VA)

Nota 1 : El ensayo de precisión a la carga real de funcionamiento se realizará sólo para el caso de que la carga del circuito de medida sea inferior al 50% de la carga de precisión del transformador

VALORES EN ENTRADA AL CONTADOR		fase r		fase s		fase t	
Carga	Cos =0.8	Relacion %	Ang.(min)	Relacion %	Ang.(min)	Relación %	Ang.(min)
		100 % Carga precisión (nota 2)	Un				

Nota 2: Además de los requisitos de precisión establecidos en la norma 21088-2, se deberá comprobar que la caída de tensión entre los valores en bornas de contador y bornas de transformador son inferiores al 1 por 1000 al 100% de la carga de precisión.

Caída tensión inferior 1/1000

**Valores de tensiones secundarias medidos**

$U_{R-0} =$        $U_{S-0} =$        $U_{T-0} =$

**Condiciones ambientales**

Temperatura °C			
Humedad relativa %			

**Visados**

					Fecha

01/1/03

## ANEXO III

## VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

## PROTOCOLO DE VERIFICACION DE TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD - PVI

**Identificación del punto de medida**Código pto medida :  
Tipo pto medida(1/2):

Ubicación : .....

Posición: ..... Tensión: kV

Empresas afectadas:

**Datos de transformadores de medida de intensidad**

Fase	R	S	T
Marca			
Tipo			
Núm. de serie			
cód trafo empresa			
cód. trafo O.S.			
Relación de transformación			
Potencia			
Clase de Precisión			

**Comentarios y observaciones a la verificación****Equipos patrones de verificación empleados:**

Equipo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

**Firmas y precintos de la verificación**

Fecha:

O.Sistema / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Empresa / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Firma:

Firma:

Firma:

PVI 1/2



**Tabla de errores obtenidos (límites según 60 044-1)**

VALORES EN BORNAS DEL TRANSFORMADOR

Carga	fase r		fase s		fase t	
	Relacion %	Ang.(min)	Relacion %	Ang.(min)	Relación %	Ang.(min)
100 % Carga precisión Cos =0.8 I = In						
100 % Carga precisión Cos =0.8 I = In/5						
25 % Carga precisión Cos =0.8, I = In						
25 % Carga precisión Cos =0.8, I = In/5						

Código PM:

Carga real funcionamiento	carga fase r (VA)	carga fase s (VA)	carga fase t (VA)

Carga real inferior a carga de precisión



**Lecturas y correcciones contables (kWh)**

Hora inicial			
Hora final			
Lectura final			
Lectura inicial			
Difer. no contable			
Energía no medida			
Método obtención			
Corrección contable			

**Valores de intensidades secundarias medidas**

Ir =                      Is =                      It =

**Condiciones ambientales**

Temperatura °C			
----------------	--	--	--

**REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN****P.O. 10.3****ÍNDICE**

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN
  - 3.1 GENERAL
  - 3.2 EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO
  - 3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS
  - 3.4 CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS
  - 3.5 FICHA / HISTORIAL DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN
  - 3.6 CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN
  - 3.7 CONDICIONES DE ENSAYO
  - 3.8 ENSAYOS DE PRECISIÓN
  - 3.9 USO Y ALMACENAMIENTO
  - 3.10 REGISTROS

ANEXO I: Cálculo de Incertidumbres. Supuesto práctico: Contador estático de Energía eléctrica

ANEXO II: Ensayos mínimos de precisión de los equipos de Inspección, Medición y ensayo

**1. OBJETO**

Este documento tiene por objeto definir los requisitos que deben cumplir los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en verificaciones de equipos de medida instalados en los puntos de medida.

**2. ÁMBITO DE APLICACIÓN**

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas en relación con las verificaciones de todo tipo de contadores de energía activa, reactiva y contadores combinados, independientemente de su clase de precisión.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía

**3. REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN****3.1 GENERAL**

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en las verificaciones de equipos de medida estarán sometidos al control metrológico del Estado establecido en la Ley 3/1985, 18 de marzo, de Metrología, sus modificaciones y reglamentos de desarrollo, en lo sucesivo reglamentación metrológica y deberán cumplir los requisitos que se indican en este procedimiento.

Los patrones de referencia utilizados en las verificaciones de equipos de medida deberán estar trazados a patrones nacionales o internacionales oficialmente reconocidos.

Se define la incertidumbre de medida como el parámetro, asociado al resultado de la medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente ser atribuidos al mensurando. Para la estimación de dicho valor se seguirá lo establecido en las respectivas ediciones vigentes de la guía EN ISO/IEC 17025, así como la guía para la expresión de la incertidumbre de medida del Centro Español de Metrología, Ministerio de Ciencia y Tecnología.

En el Anexo I, se incluye un ejemplo práctico de cálculo de incertidumbre de medida de un contador estático de energía eléctrica, al objeto de completar la definición expresada de incertidumbre de medida.

**3.2 EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO**

Con independencia de los valores establecidos en las tablas I, II, III y IV del presente apartado y referidos al caso de contadores eléctricos con Norma UNE EN, se deberá cumplir cuando no exista norma UNE que los equipos de inspección, medición y ensayo, utilizados para la verificación de los contadores en los puntos de medida tendrán como nivel mínimo de incertidumbre un grado cuatro veces mejor que el equipo a verificar.

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados para los ensayos de verificación de contadores de energía eléctrica con Norma UNE EN, serán tales que la incertidumbre total de la medida no supere los valores indicados en las tablas I, II, III y IV siguientes, según el tipo de contador de energía eléctrica, energía medida y la clase de precisión correspondiente.

Clase del contador		Factor de potencia
1	2	1
0,2 %	0,4 %	
0,3 %	0,6 %	

**Tabla I. Incertidumbre de la medida.  
Contadores estáticos energía activa clases 1 y 2.**

Clase del contador		Factor de potencia
0,2 S	0,5 S	1
0,05 %	0,1 %	
0,1 %	0,2 %	

**Tabla II. Incertidumbre de la medida.  
Contadores estáticos energía activa clases 0,2 S y 0,5 S.**

Clase del contador		sen $\phi$
2	3	1
0,5 %	0,7 %	
1 %	1,4 %	

**Tabla III. Incertidumbre de la medida.  
Contadores estáticos energía reactiva clases 2 y 3.**

Clase del contador	Factor de potencia
2	1
0,4 %	
0,6 %	0,5 inductivo

**Tabla IV. Incertidumbre de la medida.  
Contadores de inducción energía activa clase 2.**

A los contadores estáticos combinados, para medida de energía eléctrica activa y reactiva, se les aplicará las tablas correspondientes a su clase de precisión, según el tipo de energía eléctrica medida.

Los ensayos de verificación en laboratorio se realizarán en las condiciones de referencia generales determinadas en los apartados 5.6.1 de las normas españolas UNE EN 61036, UNE EN 60687, UNE EN 61268 y en el apartado 5.2 del R. D. 875/1984, de 28 de marzo, según el tipo y la clase de contador de energía eléctrica a verificar.

A fin de controlar las condiciones ambientales de referencia establecidas, durante la realización de los ensayos se deberá disponer, al menos, de los siguientes instrumentos:

Un termómetro cuya resolución sea de 0,1 °C o mejor, en el intervalo de temperatura comprendido entre 15 °C y 30 °C, con una incertidumbre de medida de 0,2 °C.

Un higrómetro cuyo campo de medida esté comprendido entre el 20 % y el 80 % de humedad relativa, con una incertidumbre de medida del 2 %".

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados para la verificación de transformadores en los puntos de medida tendrán como nivel mínimo de incertidumbre un grado dos veces mejor que el equipo a verificar.

### 3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS

Los equipos de inspección estarán perfectamente identificados mediante una codificación única e inequívoca.

### 3.4 CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS

Los equipos de inspección, medición y ensayo serán calibrados periódicamente. Para que un equipo de inspección, medición y ensayo sea válido, deberá haber sido calibrado en un plazo igual o inferior a un ( 1 ) año antes de efectuar con dicho equipo las mencionadas actividades.

Los procedimientos de calibración cumplirán los requisitos básicos necesarios para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas aplicables a los Equipos de inspección, medición y ensayo.

Los equipos y demás aparatos utilizados para las calibraciones de los equipos de inspección, medición y ensayo, serán tales que la incertidumbre de medida sea al menos 4 veces menor que la incertidumbre del equipo de inspección a calibrar.

Los patrones de referencia utilizados para las calibraciones, deberán estar trazados a patrones nacionales o internacionales.

El estado de calibración de los equipos se indicará en los mismos utilizando etiquetas adhesivas. El contenido mínimo de las etiquetas que indican el estado de calibración será el siguiente:

- Anagrama o identificación del responsable del equipo o, en su defecto del laboratorio de calibración.
- Identificación del equipo
- Fecha de calibración

### 3.5 FICHA / HISTORIAL DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN

A fin de poder efectuar un seguimiento de los equipos de inspección, éstos deberán disponer de una ficha de vida con el siguiente contenido mínimo:

- Título de " Ficha / Historial "
- Identificación del equipo de inspección
- Modelo
- Fabricante
- Nº de serie
- Descripción
- Fecha de adquisición
- Calibración antes de su puesta en servicio
- Historial de daños, averías y reparaciones
- Última calibración

### 3.6 CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN

El resultado de las calibraciones de los equipos quedará reflejado en un documento con el contenido mínimo que se indica a continuación :

- Título del Documento : "Certificado de Calibración".
- Referencia (Anagrama, dirección...) de la Empresa Responsable de realizar y/o gestionar la Calibración.
- Nº de expediente o certificado.
- Identificación del Equipo de Inspección, Medición y Ensayo, aportando:
  - Fabricante.
  - Modelo o tipo.
  - Nº de Serie.
  - Nº de matrícula.
- Identificación del Procedimiento técnico o método utilizado en la calibración.
- Datos sobre la Trazabilidad de calibración (patrón utilizado y su referencia a patrones nacionales o internacionales acreditados. En defecto de estos patrones serán de aplicación referencias e intercomparaciones autorizadas o supervisadas por entidades nacionales o comunitarias de acreditación).
- Incertidumbre (K=2).
- Condiciones ambientales reales (simultáneas a la Calibración) del área de trabajo.
- Valor medido y valor requerido(1).
- Resultados de la Calibración.
- Observaciones (si aplica).
- Nombre y firma del técnico calibrador.
- Nombre y firma del Supervisor (Director o Responsable del Laboratorio de Calibración).

- Fecha de calibración.
- Fecha de edición del Certificado.
- Número de páginas referenciando en x/y (x=nº de la página actual, y=nº de la última página).
- Sello del laboratorio calibrador.

(1) El valor requerido debe ser al menos cuatro veces mejor que el fijado en la normativa específica de los equipos de medida a los que se aplique el patrón.

En el caso de que se detecte, en la calibración de un Equipo de Inspección, que éste se encuentra fuera de sus límites de error, los equipos de medida que hayan sido verificados con dicho Equipo de Inspección desde su anterior calibración se considerarán como verificados. si el propietario del Equipo de Inspección demuestra que la fecha desde la que puede considerarse averiado el Equipo de Inspección es posterior, en informe remitido a su Encargado de Lectura, antes de un mes desde la detección de la avería del Equipo de Inspección y es aceptado por el Ministerio de Economía y el Centro Español de Metrología. Por otra parte, se considerarán equipos de medida no verificados los que hayan sido verificados entre la fecha de avería resultado del informe anteriormente indicado y la fecha de calibración fuera de límites de error del Equipo de Inspección.

### 3.7 CONDICIONES DE ENSAYO

Los ensayos en Laboratorio de los Equipos de Inspección, medición y ensayo de contadores se efectuarán al menos en las condiciones de referencia generales determinadas en los apartados 5.6.1 de las normas españolas UNE EN 61036, UNE EN 60687, UNE EN 61268 y en el apartado 5.2 del R. D. 875/1984, de 28 de marzo, según el tipo y la clase de contador de energía eléctrica a verificar.

### 3.8 ENSAYOS DE PRECISIÓN

Los Equipos de Inspección, medición y ensayo deben ser sometidos a ensayos de precisión donde como mínimo se controlen los puntos especificados en la tabla de Anexo II.

### 3.9 USO Y ALMACENAMIENTO

Los Equipos de Inspección, medición y ensayo se utilizarán, manipularán y almacenarán de conformidad con las certificaciones y especificaciones técnicas de los mismos, de tal forma que sean compatibles con la medida o ensayo a realizar y no sufran deterioros por efectos de uso o conservación indebida.

Los equipos de inspección, medición y ensayo deberán ser calibrados después de una avería.

No se podrán utilizar equipos de inspección fuera de su periodo de calibración. Cuando se detecten equipos con los que se hayan realizado medidas fuera del intervalo de calibración, el responsable del equipo verificado será responsable de solucionar las repercusiones derivadas de los posibles de los errores en las medidas realizadas.

### 3.10 REGISTROS

El propietario del equipo de inspección será el responsable de custodiar tanto sus certificados de calibración como su ficha de vida. Los certificados de calibración se conservarán durante 4 años como mínimo.

Cualquier participante de la medida podrá solicitar la inspección tanto de la ficha de vida como el certificado de calibración de los equipos inspección.

El Operador del Sistema mantendrá una base de datos de equipos de Inspección, medición y ensayo utilizados en el Sistema de Medidas en la que figurarán al menos Propietario, Identificación del Equipo (fabricante, modelo) y fecha de la última calibración.

## ANEXO I

### CÁLCULO DE INCERTIDUMBRES;

#### SUPUESTO PRÁCTICO: CONTADOR ESTÁTICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### INCERTIDUMBRE

La composición de la incertidumbre se obtiene asimilando a desviaciones típicas cada uno de los componentes del error que intervienen en la medida. Agruparemos las incertidumbres en las dos categorías siguientes:

- A. Basadas en estimaciones estadísticas sobre las series de cinco medidas correspondientes a cada punto de tensión, intensidad de corriente y factor de potencia.
- B. Aquellas que vamos a evaluar por otros métodos, no estadísticos y basados en suposiciones subjetivas y además independientes del número de medidas realizadas.

Vamos a resumir las contribuciones en las siguientes tablas, considerando la calibración del patrón de referencia.

*Nota aclaratoria : se parte de la hipótesis de que la influencia de la magnitud temperatura está controlada, realizándose la medida a la temperatura de referencia, en caso contrario debería tratarse como una contribución más estimándose su influencia a partir del cálculo de la varianza, conociendo sus límites de variación y considerando distribución rectangular.*

En todos los casos partiremos de la hoja de datos correspondiente, donde se anotan cinco errores relativos para cada punto de medida, de la forma:

$$E_r \% = \frac{L_{\text{equipo a calibrar}} - L_{\text{equipo de referencia}}}{L_{\text{equipo de referencia}}} \times 100$$

La asignación y expresión de incertidumbres se realizará siguiendo lo establecido en el apartado 5.4.6 de la guía EN ISO/IEC 17025, así como la guía para la expresión de la incertidumbre de medida, publicación 2ª edición marzo de 2002, Centro Español de Metrología, Mº de Fomento.

La comparación se va a realizar sin aplicar inicialmente corrección a la lectura del patrón (en el ejemplo final se establece el procedimiento caso de que exista tal corrección). El tratamiento para la potencia y la energía es el mismo.

Como resultado de la calibración se toma el error cuya expresión, considerando todas aquellas contribuciones (teniendo en cuenta que también hay que expresarlas en tanto por ciento de error) que afectarán al resultado, sería:

$$E = E_r \% - \delta_{\text{Pcal}} - \delta_{\text{Pder}} - \delta_{\text{Pest}} + \delta_{\text{Mres}}$$

Aplicando la ley de propagación de las varianzas, considerando que todas las magnitudes de entrada son independientes y que, se obtiene:

$$L_{\text{equipo a calibrar}} \cong L_{\text{equipo de referencia}}$$

$$u^2(E) = u^2(\bar{q}) + u^2(d_{\text{Pcal}}) + u^2(d_{\text{Pder}}) + u^2(d_{\text{Pest}}) + u^2(d_{\text{Mres}})$$

donde se ha tenido en cuenta que en la ecuación (11 a) de "Guía para la expresión de la incertidumbre de medida" ci = 1.

Por otra parte hay que tener en cuenta que todas las contribuciones u(di) han de estar expresadas como tanto por ciento respecto a la lectura del patrón o del medidor a calibrar.

A continuación se indica como se estima cada una de estas contribuciones.

**NOTA:**

En el desarrollo de la expresión anterior se ha tomado

$$E_r \% = \frac{L_{\text{equipo a calibrar}} - L_{\text{equipo de referencia}}}{L_{\text{equipo de referencia}}} \times 100 \text{ como una sola variable, ya que al}$$

repetir medidas puede que no se repita para un mismo punto de calibración el valor de  $L_{\text{equipo a calibrar}}$  por lo que se obtendría una mayor dispersión que no es debida a errores en los equipos sino a diferentes energías generadas.

Primero se calculará la desviación estándar experimental, para la que se utilizarán los datos obtenidos durante la calibración. (contribución a la incertidumbre de tipo A)  $u(\bar{q}) = s(\bar{q})$

Media aritmética	Desviación típica experimental	Desviación típica de la media	Incertidumbre típica de Tipo A
$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n}$	$s^2(\bar{q}) = \frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}$	$s(\bar{q}) = \frac{s(q_k)}{\sqrt{n}}$	$u_1(y) = s(\bar{q})$

en este caso con n = 5 y qk igual a cada uno de los errores relativos (Er%) encontrados.

Contribución a la incertidumbre debida a la calibración del patrón de referencia, u(x2). Con su incertidumbre de calibración expandida UP para un nivel de confianza y un factor de cobertura, kp, se hallará la:

$$u(\delta_{\text{Pcal}}) = U_P/k_p$$

**NOTA:**

Aquí se considera incluida la resolución del patrón.

Contribución a la incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón. Ésta se puede conocer con los resultados de las medidas de calibraciones anteriores, se tendrá un historial del cual se calculará la recta de regresión lineal, obteniéndose una incertidumbre de tipo A para estos valores igual a:

$$u_3^2(y) = x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b) \text{ con: } u_3(y) = u(\delta_{\text{Pder}})$$

En el caso de que los puntos de calibración correspondientes al historial sean escasos, de forma que no se pueda considerar la recta de regresión lineal, se tomará el valor mayor de deriva Dmáx y se considerará como distribución rectangular:

$$u(\delta_{\text{Pder}}) = \frac{D_{\text{máx}}}{\sqrt{3}}$$

Contribución a la incertidumbre debida a la estabilidad de la fuente, u(x4). Su influencia va a ser muy pequeña ya que la calibración se hace por comparación.

$$u(\delta_{\text{Pest}}) = \frac{f}{\sqrt{3}}$$

Contribución a la incertidumbre debida a la resolución del equipo o contador de energía a calibrar, u(x5). La resolución se encuentra en el manual de especificaciones del fabricante del equipo y hay que expresarla como un tanto por ciento de la lectura. Esto podría venir en forma de tabla, si el equipo tiene varios rangos de medida. Si designamos por a el valor de resolución requerido considerando la hipótesis de distribución rectangular:

$$u(\delta_{\text{Mres}}) = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Puesto que en la mayoría de los casos la medición se realiza por integración de pulsos, la resolución tal y como se ha definido no es aplicable, ya que la indicación del visualizador no es tenida en cuenta. Aquí la resolución estará relacionado con el valor de un pulso, ya que es la mínima cantidad de la magnitud medida que se puede percibir de forma significativa durante la medición, y se sabe que cada pulso equivale a 0,00001 Wh. Lo que se ha hecho es tomar un tiempo de integración adecuado para que en todos los puntos de la calibración la contribución a la incertidumbre sea despreciable.

$$R \% = \frac{a}{L_M} \times 100$$

Si la resolución R se expresa en porcentaje:  $L_M$  y la lectura del

$$\text{medidor teórica es: } L_M = \frac{U \cdot I \cdot \cos \varphi}{3600} \times t$$

se tomaría t = 100 s para todos los puntos

Por otro lado, los sistemas automáticos expresan los resultados con un número de dígitos concreto por lo que tendremos en cuenta esta resolución.

Contribución a la incertidumbre debida a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón de acuerdo con el certificado de calibración y ésta sería, u(δPint).

A partir de los resultados del certificado de calibración del patrón se podrían corregir las medidas del patrón a través de una recta que se ajuste lo mejor posible a los valores obtenidos en la calibración (por ejemplo, un ajuste por mínimos cuadrados).

En este caso la lectura del patrón se corregiría con el valor indicado por esta recta y se tendría una contribución a la incertidumbre que se podría estimar como la máxima desviación, en valor relativo, de cualquiera de los puntos del certificado de calibración con respecto a la recta. Se tomará Dint dividido por raíz de 3 si se considera la hipótesis de distribución rectangular, por tanto:

$$u(\delta_{\text{Pint}}) = \frac{D_{\text{int}}}{\sqrt{3}}$$

**NOTA:**

En el caso de que no se realicen correcciones a las indicaciones del patrón en función de los resultados de la calibración, esta contribución no se consideraría. La incertidumbre se calcularía a través de la ley de propagación de las varianzas y se sumaría el valor máximo de la corrección no realizada  $U^* = U + C_{\text{max}}$

La incertidumbre estándar, u(y), asociada con la salida estimada viene dada por:

$$\text{donde: } u_i^2(y) = u^2(\delta_i)$$

Ahora se trata de averiguar cuál es el factor de cobertura. Se calcula primero los grados de libertad efectivos de u(y) según:

$$v_{\text{eff}} = \frac{u^4(y)}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4(y)}{v_i}}$$

teniendo en cuenta que para la incertidumbre de tipo A se tiene,  $v_i = n - 1$ , y para la de tipo B se podría hacer infinito si se han tomado precauciones a la hora de tomar los valores de la u(iy). Una vez hallado los grados de libertad efectivos se hará uso de la siguiente tabla, para un nivel de confianza del 95,45%:

$v_{\text{eff}}$	1	2	3	4	5	6	7	8	10	20	50	∞
k	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,28	2,13	2,05	2,00



Tabla 1

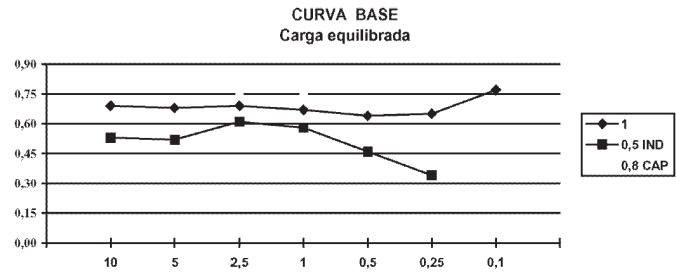
Finalmente se calcula la incertidumbre expandida U como:

$$U = k \cdot u(y)$$

que es la incertidumbre de calibración del instrumento para un determinado nivel de confianza y un factor de cobertura k.

El resumen del análisis de incertidumbres sería:

Magnitud	Incertidumbre típica $u(\delta_i)$	Coefficiente de sensibilidad $c_i$	Contribución a la incertidumbre $u(y)$
$E, \%$	$s(\bar{q})$	1	$s(\bar{q})$
$\delta_{\text{pcal}}$	$U_p/k$	1	$U_p/k$
$\delta_{\text{pder}}$	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$	1	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$
$\delta_{\text{pet}}$	$\frac{f}{\sqrt{3}}$	1	$\frac{f}{\sqrt{3}}$
$\delta_{\text{pres}}$	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	1	$\frac{a}{\sqrt{3}}$
$E$			$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u^2(d_i)}$



Curva monofásica. Importación de energía

FASE R

I (A)	cos j						$E_m$
10	1	0,66	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66
10	0,5 ind	0,48	0,45	0,47	0,50	0,47	0,47
5	1	0,66	0,65	0,64	0,65	0,65	0,65
5	0,5 ind	0,46	0,48	0,48	0,45	0,48	0,47
2,5	1	0,66	0,68	0,64	0,66	0,68	0,66
2,5	0,5 ind	0,55	0,53	0,50	0,53	0,57	0,54
1	1	0,65	0,65	0,66	0,74	0,64	0,67
1	0,5 ind	0,47	0,47	0,44	0,46	0,47	0,46
0,5	1	0,63	0,63	0,62	0,61	0,59	0,62
0,5	0,5 ind	0,26	0,29	0,27	0,35	0,34	0,30
0,25	1	0,58	0,59	0,58	0,62	0,61	0,60

EJEMPLO

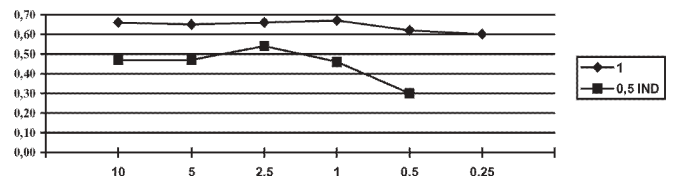
Se aplicará lo expuesto para la realización de ensayos de exactitud de un contador eléctrico estático clase 1 con un patrón calibrado.

CURVA DE REFERENCIA U = 63,5 V

Importación de energía

I (A)	cos j						$E_m$
10	1	0,68	0,71	0,69	0,69	0,67	0,69
10	0,5 ind	0,50	0,50	0,54	0,55	0,54	0,53
10	0,8 cap	0,78	0,80	0,79	0,81	0,81	0,80
5	1	0,67	0,68	0,67	0,66	0,70	0,68
5	0,5 ind	0,54	0,52	0,50	0,52	0,52	0,52
5	0,8 cap	0,79	0,77	0,77	0,77	0,79	0,78
2,5	1	0,69	0,70	0,69	0,68	0,68	0,69
2,5	0,5 ind	0,63	0,60	0,63	0,60	0,61	0,61
2,5	0,8 cap	0,75	0,75	0,77	0,75	0,76	0,76
1	1	0,67	0,66	0,67	0,66	0,67	0,67
1	0,5 ind	0,60	0,56	0,57	0,57	0,58	0,58
1	0,8 cap	0,75	0,75	0,78	0,75	0,75	0,76
0,5	1	0,62	0,63	0,64	0,67	0,65	0,64
0,5	0,5 ind	0,45	0,45	0,49	0,45	0,44	0,46
0,5	0,8 cap	0,80	0,79	0,80	0,82	0,78	0,80
0,25	1	0,67	0,65	0,64	0,66	0,65	0,65
0,25	0,5 ind	0,30	0,34	0,37	0,33	0,37	0,34
0,25	0,8 cap	0,86	0,85	0,86	0,87	0,76	0,84
0,1	1	0,78	0,76	0,72	0,79	0,78	0,77

CURVA MONOFÁSICA FASE R

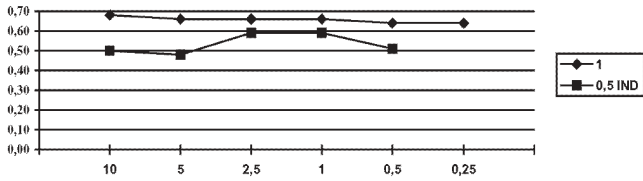


Curva monofásica. Importación de energía

FASE S

I (A)	cos j						$E_m$
10	1	0,69	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68
10	0,5 ind	0,49	0,51	0,49	0,51	0,48	0,50
5	1	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
5	0,5 ind	0,52	0,47	0,46	0,47	0,50	0,48
2,5	1	0,68	0,67	0,65	0,64	0,66	0,66
2,5	0,5 ind	0,59	0,60	0,60	0,60	0,57	0,59
1	1	0,64	0,66	0,65	0,68	0,65	0,66
1	0,5 ind	0,62	0,64	0,56	0,57	0,56	0,59
0,5	1	0,66	0,60	0,66	0,63	0,67	0,64
0,5	0,5 ind	0,55	0,53	0,47	0,50	0,50	0,51
0,25	1	0,67	0,68	0,59	0,60	0,68	0,64

CURVA MONOFÁSICA  
FASE S



Curva monofásica. Importación de energía

FASE T

I (A)	cos φ	E <sub>m</sub>					E <sub>m</sub>
10	1	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
10	0,5 ind	0,54	0,58	0,55	0,54	0,52	0,55
5	1	0,70	0,70	0,70	0,69	0,70	0,70
5	0,5 ind	0,57	0,57	0,59	0,54	0,56	0,57
2,5	1	0,71	0,72	0,71	0,70	0,70	0,71
2,5	0,5 ind	0,68	0,69	0,70	0,71	0,66	0,69
1	1	0,67	0,67	0,65	0,68	0,69	0,67
1	0,5 ind	0,70	0,71	0,71	0,66	0,69	0,69
0,5	1	0,66	0,67	0,66	0,70	0,69	0,68
0,5	0,5 ind	0,56	0,54	0,52	0,60	0,56	0,56
0,25	1	0,67	0,66	0,69	0,72	0,57	0,66

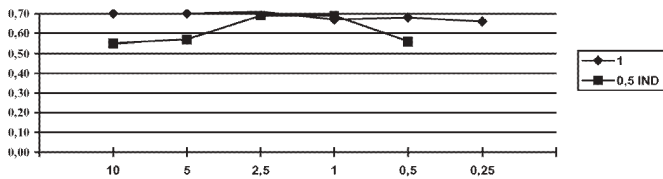
Valores aplicados			Error relativo	Error medio
U (V)	I (A)	cos	E <sub>r</sub> %	E <sub>m</sub> %
63,5	5	1	+0,67	+0,68
			+0,68	
			+0,67	
			+0,66	
			+0,70	

Valores aplicados			Error relativo	Error medio
U (V)	I (A)	cos	E <sub>r</sub> %	E <sub>m</sub> %
63,5	5	0,5 I	+0,54	+0,52
			+0,52	
			+0,50	
			+0,52	
			+0,52	

F.P.	Media aritmética	Desviación típica experimental	Desviación típica de la media	Incertidumbre típica de Tipo A
	$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n}$	$s(q_k) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}}$	$s(\bar{q}) = \frac{s(q_k)}{\sqrt{n}}$	$u(x_i) = s(\bar{q})$
1	+0,68	0,015 2	0,006 8	0,006 8
0,5 I	+0,52	0,014 1	0,006 3	0,006 3

Magnitud	Incertidumbre típica u(δ <sub>i</sub> )	Coeficiente de sensibilidad c <sub>i</sub>	Contribución a la incertidumbre u(y) para F.P.=	
			1	0,5 I
E <sub>r</sub> %	s(q)	1	0,006 8	0,006 3
δ <sub>pat</sub>	U <sub>p</sub> /k	1	0,008 8	0,010 1
δ <sub>pad</sub>	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$	1	0,008 0	0,012 0
δ <sub>pat</sub>	$\frac{f}{\sqrt{3}}$	1	0,005 8	0,005 8
δ <sub>res</sub>	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	1	0,002 9	0,002 9
E	$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u^2(\delta_i)}$		0,015 1	0,018 0

CURVA MONOFÁSICA  
FASE T



$v_{\text{eff}} = 99,557 \Rightarrow k = 2 \Rightarrow U = 0,030 3$ ; El valor de la corrección del patrón es  $\varepsilon_p = 0,01$ ,

por tanto  $U^* = U + C_{\text{max}} = 0,040 3$

$v_{\text{eff}} = 260,0318 \Rightarrow k = 2 \Rightarrow U = 0,035 9$ ; El valor de la corrección del patrón es  $\varepsilon_p = 0,02$ ,

por tanto  $U^* = U + C_{\text{max}} = 0,055 9$

## ANEXO II

## ENSAYOS MÍNIMOS DE PRECISIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO

ENSAYOS MÍNIMOS DE PRECISIÓN						
ENSAYO	TENSIÓN	INTENSIDAD	FACTOR DE POTENCIA	CARGA	VALOR MEDIDO	VALOR REQUERIDO
1	$U_n$	$I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$ $\text{Cos}\varphi=0,5 \text{ ind.}$ $\text{Cos}\varphi=0,8 \text{ cap.}$	Monofásico(R,S,T)		
2	$U_n$	$0,5 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$ $\text{Cos}\varphi=0,5 \text{ ind.}$ $\text{Cos}\varphi=0,8 \text{ cap.}$	Monofásico(R,S,T)		
3	$U_n$	$0,1 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$ $\text{Cos}\varphi=0,5 \text{ ind.}$ $\text{Cos}\varphi=0,8 \text{ cap.}$	Monofásico(R,S,T)		
4	$U_n$	$0,05 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Monofásico(R,S,T)		
5	$U_n$	$0,02 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Monofásico(R,S,T)		
6	$1,1U_n$	$I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
7	$0,9U_n$	$I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
8	$U_n$	$I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
9	$U_n$	$0,001 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
10	$U_n$	$0,5 I_{\text{máx}}$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		

NOTA: El ensayo nº 9 en  $0,001 I_n$ , corresponde a las condiciones de arranque y no debería medirse el error, quedando solo como comprobación de que el contador efectivamente arranca con la intensidad de ensayo.

## CONCENTRADORES DE MEDIDAS ELECTRICAS Y SISTEMAS DE COMUNICACIONES

### P.O. 10.4

#### ÍNDICE

- |  |   |
|--|---|
| 1. OBJETO  | 3.5 Almacenamiento de datos   |
| 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN  | 3.5.1 Medidas   |
| 3. CARACTERÍSTICAS Y GESTIÓN DE CONCENTRADOR PRINCIPAL   | 3.5.2 Inventarios   |
| 3.1 General  | 3.5.3 Programas de unidades de oferta en el mercado   |
| 3.2 Características de funcionamiento del Concentrador Principal   | 3.6 Tratamiento de la información   |
| 3.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador Principal y los Concentradores Secundarios | 3.7 Acceso a la información   |
| 3.2.2 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador Principal y los Registradores de Medida    | 3.8 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información |
| 3.3 Integridad de la información   | 4. CARACTERÍSTICAS Y GESTIÓN DE LOS CONCENTRADORES SECUNDARIOS  |
| 3.4 Obtención de las medidas   | 4.1 General   |
|  | 4.2 Características funcionales de los concentradores secundarios   |
|  | 4.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador Principal y el concentrador secundario      |
|  | 4.2.2 Canales y protocolo de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida  |
|  | 4.3 Integridad de la información  |
|  | 4.4 Lectura de medidas y envío de medidas y eventos al Concentrador Principal                             |

- 4.5 Solicitud de conexión de un concentrador secundario
- 4.6 Modificación de puntos de medida asociados a un concentrador secundario
- 4.7 Notificación de incumplimiento de envío de medidas
- 4.8 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información
- 4.9 Pruebas de nuevos concentradores secundarios

## 1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir las características de funcionamiento y flujo de información de medidas entre los concentradores de medidas y/o registradores del Sistema de Información de Medidas Eléctricas y sus sistemas de comunicaciones.

Asimismo, se define la información de medidas proporcionada por parte del Operador del Sistema al Operador del Mercado para la realización de las liquidaciones de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica.

## 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

## 3. CARACTERÍSTICAS Y GESTIÓN DEL CONCENTRADOR PRINCIPAL

### 3.1 General

El Concentrador Principal está constituido por un sistema informático que recibe, trata, almacena y difunde las lecturas horarias de los equipos de medida tipos 1, 2, 3 que no sean de clientes cualificados, las agregaciones de medidas de los puntos tipo 3 de consumidores cualificados, las medidas de los productores de régimen especial tipos 4 y 5 y las agregaciones de clientes tipo 4 y 5, facilitando la información imprescindible al Operador del Mercado para el proceso de liquidaciones y garantizando la confidencialidad de la información recibida. Las medidas almacenadas en el Concentrador Principal podrán provenir de Concentradores Secundarios, Registradores de Medidas, Terminales Portátiles de Lectura, lecturas visuales, integración del tiempo real, integración de estimadores de estado y estimaciones.

El Operador del Sistema es el responsable de diseño, instalación, gestión, administración y mantenimiento del Concentrador Principal de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los responsables de Concentradores secundarios y puntos de medida facilitarán al Operador del Sistema la información indicada en este documento a fin de asegurar el funcionamiento del Sistema de Información de Medidas.

### 3.2 Características de funcionamiento del Concentrador Principal

#### 3.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador Principal y los Concentradores Secundarios

El canal o canales de comunicación entre el Concentrador Principal y cada Concentrador Secundario atenderá a lo indicado en el apartado 4.2.1. de este procedimiento.

#### 3.2.2 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador Principal y los Registradores de Medida

La conexión de los equipos de medida de tipo 1, 2, 3, 4 y 5 que no correspondan a clientes al Concentrador Principal podrá ser directa o a través de cualquier concentrador secundario, para la conexión a través de concentradores secundarios aplicará lo indicado en 4.2.2.

Los canales de comunicación de los equipos de medida de clientes se realizará siempre a través de concentradores secundarios de acuerdo a lo indicado en el apartado 4 de este documento.

Los canales de comunicación entre el Concentrador Principal y los Registradores de Medida podrán ser líneas dedicadas, RTC, RDSI o cualquier combinación de las anteriores. Otro tipo de canales de comunicación podrán ser acordados entre los responsables de los equipos de medida y el Operador del Sistema.

La comunicación entre el Concentrador Principal y los Registradores que decidan transmitir sus medidas directamente al Concentrador Principal se realizará de

acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema del Protocolo de comunicación entre Registradores y Concentradores de medida. El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

### 3.3 Integridad de la información

Un registrador garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del registrador se corresponde, byte a byte, con la recibida en el Concentrador Principal, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones.

Es opcional que los registradores garanticen o no la integridad, si bien esto se traducirá en un régimen diferente de lectura o comprobación de la medida.

El método para asegurar la integridad se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de Software de Seguridad (Interfaz de desarrollo de la infraestructura de seguridad para concentradores secundarios). El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

### 3.4 Obtención de las medidas

El Concentrador Principal obtendrá las lecturas correspondientes a los Puntos de Medida mediante la interrogación a Registradores de Medida, comunicación con Concentradores Secundarios, o bien mediante el volcado de datos obtenidos tras lecturas locales mediante Terminales Portátiles de Lectura o lecturas visuales o mediante sistemas de estimación desarrolladas por el Operador del Sistema con la frecuencia y plazos de acuerdo a lo indicado a continuación:

- a) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes que tiene asociados antes de las ocho horas del día siguiente al que correspondan las medidas de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 3.2.2.
- b) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y posibles eventos de los registradores de tipo 2 que no sean de clientes que tiene asociados antes de las ocho horas del tercer día natural del mes siguiente al que corresponden las medidas de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 3.2.2.
- c) Recibir de todos los concentradores secundarios diariamente, antes de las ocho horas del día siguiente al que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes asociados a dichos concentradores secundarios de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.1.  
 Recibir de todos los concentradores secundarios, antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente al que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 2 que no sean de clientes asociados a dichos concentradores.
- d) Recibir de todos los concentradores secundarios antes de las ocho horas del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes al que corresponden las medidas todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 3 que no sean de clientes.
- f) Recibir las medidas de clientes tipo 1, 2, 3, 4, y 5 de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la lectura, Comercializadores y resto de Agentes".
- g) A partir del decimoquinto día natural del séptimo mes siguiente al que corresponden las medidas, estas no serán admitidas en el concentrador principal del Operador del Sistema ni tenidos en cuenta en sus cálculos y estimaciones.
- h) Obtener las medidas de los puntos de régimen especial tipo 4 y 5 antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que correspondan las medidas
- i) Una vez hayan expirado los plazos anteriormente indicados, el Operador del Sistema estimará las medidas de los puntos frontera y/o agregaciones de acuerdo a los procedimientos descritos en el procedimiento 10.5 "Estimación de Medidas y Mejor valor de energía de Puntos Frontera".

### 3.5 Almacenamiento de datos

#### 3.5.1 Medidas

El Concentrador Principal almacenará la información de medidas eléctricas de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

#### 3.5.2 Inventarios

En el Concentrador Principal se mantendrán los Inventarios actualizados de los Concentradores secundarios, equipos de medida de los que es Encargado de la Lectura y equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la Red Troncal de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los responsables de los Concentradores secundarios y equipos de medida que no correspondan a clientes o sus representantes deberán facilitar al Operador del



Sistema la información para la carga inicial del inventario y/o modificaciones en el Concentrador Principal de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de cargas de inventario del Sistema de Información de Medidas antes de la puesta en servicio de los mismos. El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

Los responsables de los Concentradores secundarios de encargados de la lectura o sus representantes deberán facilitar al Operador del Sistema la información para la carga inicial y/o modificaciones en el inventario de consumidores cualificados al Concentrador Principal de acuerdo al procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la lectura, Comercializadores y resto de Agentes".

### 3.5.3 Programas de unidades de oferta en el mercado

El Concentrador Principal recibirá y almacenará diariamente del SIOS ( Sistema de Información del Operador del Sistema) los programas horarios definitivos de todas las unidades de oferta que operan en el mercado.

### 3.6 Tratamiento de la información

En el Concentrador Principal se tratará la información de medidas recibidas de los Concentradores secundarios y equipos de medida, a fin de elaborar al menos la siguiente información:

- Mejor valor horario de energía en cada punto frontera
- Balances de energía por Puntos Frontera.
- Balances de Energía por Unidades de oferta.
- Cálculo de pérdidas.
- Estimación de medidas en aquellos puntos donde no se disponga de medidas firmes.
- Estimación de agregaciones cuando no se disponga de medidas firmes de las mismas.
- Detección de discrepancias de equipos de medida principales con comprobantes/redundantes.
- Detección de errores por otros métodos de estimación desarrollados por el Operador del Sistema.

### 3.7 Acceso a la información

Tendrán acceso a la información contenida en el Concentrador Principal los participantes en cada medida, la Comisión Nacional de la Energía, el Ministerio de Economía y las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias. El Operador del Sistema, como administrador del Concentrador Principal, gestionará el acceso a dicha información de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El Operador del sistema proporcionará al Operador de Mercado la información de medidas que se indica a continuación:

- Medidas por unidad de Oferta de Producción
- Medidas por unidad de Oferta de Adquisición (Distribuidoras)
- Medidas por unidad de oferta de adquisición (Comercializadora /Consumidor Cualificado) agregadas por distribuidor, comercializador, nivel de tensión, tarifa de acceso y discriminación horaria
- Pérdidas horarias de Transporte
- Desvíos Internacionales de Regulación Horarios
- Programas Internacionales Horarios en Frontera

### 3.8 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información

Los responsables de los equipos de medida podrán proponer al Operador del Sistema nuevos medios, protocolos de comunicación, o sistemas de integridad distintos a los descritos anteriormente.

Las propuestas se dirigirán por escrito al Operador del Sistema, indicando el motivo y una descripción detallada de la misma.

El Operador del Sistema incorporará las propuestas justificadas y que cumplan, al menos, la funcionalidad y los criterios de seguridad definidos en los medios, protocolos y sistemas de seguridad ya implantados.

El solicitante correrá con los gastos de incorporación que ocasione la implantación del nuevo medio, protocolo o sistema de seguridad en el Concentrador Principal.

## 4. CARACTERÍSTICAS Y GESTIÓN DE LOS CONCENTRADORES SECUNDARIOS

### 4.1 General

Los concentradores de medida secundarios son equipos para la captura y almacenamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su envío al Concentrador Principal. Adicionalmente, los concentradores secundarios podrán capturar, almacenar y tratar otra información de uso específico siempre que esto no afecte a los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con este procedimiento.

La existencia de concentradores secundarios asegurará la lectura de los puntos de medida a él asociados.

Cualquier sujeto del sistema eléctrico puede instalar y operar de forma voluntaria concentradores de medida secundarios de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con este procedimiento.

El Operador del Sistema mantendrá un inventario actualizado de los concentradores secundarios y sus titulares.

El titular de un concentrador secundario es responsable del mantenimiento del mismo a fin de asegurar su correcto funcionamiento durante todo su ciclo de vida.

La existencia de Concentradores Secundarios es obligatoria para los distribuidores que son los encargados de la lectura de clientes. Estos concentradores secundarios deberán cumplir los requisitos de este documento junto con los indicados en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la lectura, Comercializadores y resto de Agentes".

### 4.2 Características funcionales de los concentradores secundarios

Los concentradores de medidas secundarios deberán cumplir, al menos, las características que se indican a continuación:

#### 4.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador Principal y el concentrador secundario.

El canal o canales de comunicación entre el Concentrador Principal y el concentrador secundario podrá ser una línea dedicada, RTC, RDSI o cualquier combinación de las anteriores. Otro tipo de canales de comunicación podrá ser acordado entre el titular del concentrador secundario y el Operador del Sistema.

La comunicación entre el Concentrador Principal y los Concentradores Secundarios de puntos de medida que no sean de clientes se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de Diseño de Comunicaciones Concentrador Principal Concentradores Secundarios y Protocolo Concentrador Principal –Concentradores Secundarios. El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones. Opcionalmente, dicho intercambio de información podrá realizarse utilizando la infraestructura de comunicación descrita en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la Lectura, Comercializadores y resto de Agentes".

La comunicación entre el Concentrador Principal y los Concentradores Secundarios de puntos de medida de clientes se realizará de acuerdo al documento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la lectura, Comercializadores y resto de Agentes".

Si un propietario de un concentrador secundario decide utilizar un protocolo o canal de comunicación diferente deberá acogerse a lo indicado en el apartado 4.8. de este procedimiento.

#### 4.2.2 Canales y protocolo de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida.

Los canales de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida podrán ser líneas dedicadas, RTC, RDSI o cualquier combinación de las anteriores. Otro tipo de canales de comunicación podrán ser acordados entre el titular del concentrador secundario y los responsables de los equipos de medida.

La comunicación entre el Concentrador Secundario y los Registradores se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema del Protocolo de comunicación entre Registradores y Concentradores de medida. El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

### 4.3 Integridad de la información

Un concentrador secundario garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del registrador se corresponde, byte a byte, con la recibida en el Concentrador Principal, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones.

Es opcional que los concentradores secundarios garanticen o no la integridad, si bien esto se traducirá en un régimen diferente de lectura o comprobación de la medida.

El método para asegurar la integridad se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de Software de Seguridad (Interfaz de desarrollo de la infraestructura de seguridad para concentradores secundarios). El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

Previa justificación por parte del responsable del concentrador secundario de la imposibilidad de utilizar los métodos propuestos de integridad, será válido garantizar la integridad de los datos de un punto de medida/agregación procedentes de un concentrador secundario basándose en las lecturas remotas que el Operador del Sistema pueda efectuar, en cualquier momento y con una frecuencia superior a una vez cada tres meses, a través de una conexión directa de los registros almacenados en cualquiera de los puntos de medida almacenados. Para ello, el punto de medida dispondrá de un puerto de comunicación precintado.

#### 4.4 Lectura de medidas y envío de medidas y eventos al Concentrador Principal

El titular del concentrador secundario es el responsable de:

- a) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes que tiene asociados con una frecuencia mínima de un día de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.2.
- b) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y posibles eventos de los registradores de tipo 2 que no sean de clientes que tiene asociados antes del tercer día natural del mes siguiente a que correspondan las medidas.
- c) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía que no sean de clientes de tipo 3 que tienen asociados antes del tercer día natural de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas.
- d) Leer todos los datos de las medidas de consumidores cualificados de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la lectura, Comercializadores y resto de Agentes".
- e) Comunicar diariamente con el Concentrador Principal para transmitirle, antes de las ocho horas del día siguiente, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes que tiene asociados de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.1.
- f) Comunicar con el Concentrador Principal para transmitirle, antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 2 que tiene asociados de acuerdo al protocolo de común que tiene asociados de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.1.
- g) Comunicar con el Concentrador Principal para transmitirle, antes de las ocho horas del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y cuantos registradores de tipo 3 que no sean de clientes de acuerdo al protocolo indicado en 4.2.1.
- h) Comunicar con el Concentrador Principal para transmitirle todos los datos de las medidas de clientes de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11.

#### 4.5 Solicitud de conexión de un concentrador secundario

Las solicitudes de conexión de nuevos concentradores secundarios se realizarán, por cualquier procedimiento que deje constancia de la misma, al Operador del Sistema con, al menos, dos meses de antelación a la fecha prevista de su puesta en servicio.

La solicitud de conexión de un nuevo concentrador secundario deberá incluir al menos la siguiente información:

- Provincia donde estará ubicado el Concentrador Secundario
- Modelo del Concentrador Secundario
- Titular del Concentrador Secundario
- Fecha prevista para la puesta en servicio del Concentrador Secundario
- Persona y dirección de contacto del responsable del Concentrador Secundario
- Canal de comunicación seleccionado para comunicación con el Concentrador Principal

Identificación de cada uno de los puntos de medida tipo 1 o 2 y agregaciones que tendrá asociado el concentrador secundario, indicando: si el punto de medida es un cambio de concentrador su actual código de punto de medida y si es de nueva instalación la información indicada en el apartado 4.2. del procedimiento P.O. 10.1 "Condiciones de Instalación de los Puntos de Medida"

El Operador del Sistema enviará antes de cumplirse los veinte días naturales de la solicitud y como acuse de recibo de la información anteriormente indicada los parámetros necesarios para la configuración mutua de los Concentradores Principal y Secundario solicitante, fechas previstas para pruebas así como las instrucciones para que el titular del concentrador secundario aglutine la información de los puntos de medida asociados al concentrador secundario para la carga de inventario de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de cargas de inventario.

Con la información anterior, el titular del concentrador secundario, deberá enviar al Operador del Sistema antes de una semana de la puesta en servicio toda la información de los puntos de medida asociados al concentrador secundario solicitadas.

#### 4.6 Modificación de puntos de medida asociados a un concentrador secundario

Los cambios de asociación de un punto de medida de un concentrador secundario a otro serán comunicadas por cualquier procedimiento que deje constancia de la

misma al Operador del Sistema por el responsable del concentrador secundario que se hace cargo del punto de medida con copia al responsable del concentrador secundario del que causa baja y con el acuerdo explícito del propietario del punto de medida, si éste es distinto al del concentrador secundario, con al menos siete días naturales de antelación a hacerse efectiva la modificación.

#### 4.7 Notificación de incumplimiento de envío de medidas

Cada mes, el Operador del Sistema enviará un informe a la CNE y el MINECO reflejando el grado de cumplimiento en cuanto al envío de datos de medidas en los plazos y forma establecido en este procedimiento.

#### 4.8 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información.

Los responsables de equipos de medida o concentradores secundarios podrán proponer al Operador del Sistema que incorpore al Concentrador Principal nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información diferentes a los descritos en los apartados 4.2.1. y 4.2.2 de este documento.

Las propuestas anteriormente indicadas se dirigirán por cualquier procedimiento que deje constancia de la misma al Operador del Sistema, indicando el motivo, una descripción detallada de la misma y especificación funcional de su propuesta.

El Operador del Sistema tras el análisis de la información anterior podrá incorporar las propuestas que cumplan, al menos, la funcionalidad y los criterios de seguridad definidos en los medios, protocolos y sistemas de integridad ya existentes.

El solicitante correrá con los gastos de incorporación que ocasione el nuevo medio, protocolo o sistema de integridad de la información del Concentrador Principal.

Caso de que el Operador del Sistema concluya que no puede incorporar un sistema propuesto, justificará su negativa al proponente e informará a la CNE de su decisión. En cualquier caso, el solicitante deberá abonar al Operador del Sistema las horas hombre que éste dedique al análisis de la propuesta, en la forma y tarifas fijadas por el MINECO en los reales decretos de tarifas aplicables.

#### 4.9 Pruebas de nuevos concentradores secundarios

Todo concentrador secundario deberá someterse a las pruebas previas a la puesta en servicio determinadas por el Operador del Sistema que están a disposición de todos los sujetos.

## ESTIMACIÓN DE MEDIDAS Y CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA DE PUNTOS FRONTERA

P.O. 10.5

### ÍNDICE

- 1 OBJETO
- 2 ÁMBITO DE APLICACIÓN
- 3 CALCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA DE PUNTOS FRONTERA
  - 3.1 General
  - 3.2 Tipos de configuraciones de calculo de energía en puntos frontera
    - 3.2.1 General
    - 3.2.2 Configuración principal
    - 3.2.3 Configuración redundante
    - 3.2.4 Configuración comprobante
  - 3.3 Medidas en puntos de medida
    - 3.3.1 General
    - 3.3.2 Tipos de medida según su confiabilidad
    - 3.3.3 Origen de las medidas
      - 3.3.3.1 Para el operador del sistema
      - 3.3.3.2 Para el encargado de la lectura de puntos de clientes
    - 3.3.4 Correcciones por imprecisión
  - 3.4 Incidencias en las medidas
    - 3.4.1 Validación de medidas horarias
    - 3.4.2 Validación de saldos y cierres de atr de fronteras de cliente
  - 3.5 Periodicidad del cálculo del mejor valor de energía en punto frontera



- 3.6 Cálculo del mejor valor de energía de punto frontera
  - 3.6.1 Puntos frontera de clientes
    - 3.6.1.1 Procedimiento de cálculo de puntos tipos 1, 2 y 3 (medidas horarias)
    - 3.6.1.2 Procedimiento de cálculo de saldos de puntos tipo 4 (medidas de periodos)
    - 3.6.1.3 Procedimiento de cálculo de saldos de fronteras tipo 5 (medidas de periodos)
  - 3.6.2 Resto de puntos frontera que no son de clientes
- 3.7 Medidas en cierre provisional y cierre definitivo
  - 3.7.1 Recepción de medidas
  - 3.7.2 Cierre provisional
  - 3.7.3 Periodo de objeción de medidas
  - 3.7.4 Cierre definitivo
- 3.8 Objeción de medidas de puntos frontera
  - 3.8.1 Procedimiento de objeción de medidas
- 3.9 Inhibición de medidas

- ANEXO I: Coeficientes para configuraciones principales y comprobantes
- ANEXO II: Cálculo de coeficientes para configuraciones comprobantes a partir de datos históricos
- ANEXO III: Estimación de Medidas Asociadas a puntos Frontera/Agregaciones a partir de históricos
- ANEXO IV: Ejemplo

## 1 OBJETO

Este documento tiene por objeto definir el procedimiento de estimación de medidas y cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera.

## 2 ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medidas en baja tensión de consumidores y centrales de producción de régimen especial que en lo sucesivo se indicarán como Normativa sobre Sistema de Medidas del Mercado de Producción de Energía

El agente responsable de realizar el cálculo del mejor valor de energía será el Encargado de la Lectura de cada punto.

Independientemente de quien sea el Encargado de la Lectura, el Operador del Sistema estimará medidas de puntos / agregaciones por no haberlas enviado ni Encargado de la Lectura ni su comercializador en los supuestos establecidos en el apartado 3.4 del procedimiento 10.4 "Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones" a requerimiento de la autoridad reguladora.

## 3 CALCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA de puntos FRONTERA

### 3.1 General

El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se obtendrá a partir de las medidas de los distintos puntos de medida. El cálculo del mejor valor de medida tendrá en consideración los siguientes factores:

- Tipo de configuración de medida
- Origen de las medidas
- Calidad de la medida
- Incidencias en las medidas

- Inhibición de medidas
- Objeción de medidas
- Fecha de recepción de medidas

### 3.2 Tipos de configuraciones de cálculo de energía en puntos frontera

#### 3.2.1 General

Con carácter general y a fin de medir la energía intercambiada en las fronteras, se definen las configuraciones principales, redundantes y comprobantes de acuerdo a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y a lo indicado a continuación.

Cada punto frontera, en función de sus características, deberá disponer de configuración principal y, si aplica, configuraciones redundante o comprobante de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

#### 3.2.2 Configuración principal

Equipo de medida instalado en un punto de medida coincidente con el punto frontera que se utiliza como medida única a efectos de lo dispuesto en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Dicho punto de medida deberá cumplir los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en los procedimientos P.O. 10.1. y P.O. 10.2.

En los puntos de medida cuya ubicación no coincida con la situación del punto frontera, el Encargado de la Lectura aplicará, a las medidas obtenidas por lectura del registrador, una corrección por pérdidas de acuerdo a los coeficientes indicados en el Anexo 1 de este documento.

La corrección por pérdidas a considerar, será comunicada de forma fehaciente al resto de participantes en la medida y habrá de figurar expresamente en los contratos de compra o en su caso venta de energía. En ningún caso será admisible programar el equipo de medida para que descuente o considere dichas pérdidas en la medida que efectúa.

#### 3.2.3 Configuración redundante

Equipo de medida instalado en el mismo punto frontera que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de éste. Dicho punto de medida deberá cumplir los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en los procedimientos P.O. 10.1. y P.O. 10.2.

#### 3.2.4 Configuración comprobante

Equipo o conjunto de equipos de medida instalados en el otro extremo de un solo elemento (línea, transformador, etc.) respecto del equipo de medida principal del punto frontera. Las medidas de los equipos comprobantes pueden compararse con las del principal, en la frontera, mediante un cálculo sencillo con determinados coeficientes, que eliminen el efecto del elemento de red que pudiera existir entre ambos. Dicho/s punto/s de medida deberá/n cumplir los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en los procedimientos P.O. 10.1. y P.O. 10.2.

Los coeficientes correctores, siempre en sentido opuesto al participante responsable (menos venta y más compra), se utilizarían para poder comparar los datos del equipo de medida en configuración principal y, si fuera necesario, para sustituirlas.

Los coeficientes los calculará cada Encargado de la Lectura de acuerdo a lo indicado a continuación:

- a) Tras el alta de puntos de medida comprobantes

Durante los primeros tres (3) meses se utilizarán los coeficientes indicados en el anexo 1 de este documento, si fuera necesario utilizar las medidas de los puntos de medida comprobantes.

Una vez se disponga simultáneamente de medidas de configuraciones principales y comprobantes durante más de un mes consecutivo, después de los primeros tres meses indicados en el párrafo anterior, siendo ambas medidas completamente válidas y cumpliendo todos los requisitos, los coeficientes se calcularán, si fuera necesario, de acuerdo a lo indicado en el anexo 2 de este documento, aplicando dichos coeficientes de la misma forma que en el apartado b).

- b) Coeficientes a partir de registros históricos

Cada año se calcularán los coeficientes correspondientes a la configuración comprobante de acuerdo a lo indicado en el anexo 2 de éste documento.



Dichos coeficientes se utilizarían, si fuera necesario, durante cada año natural, para sustituirlas medidas del equipo principal por los del equipo comprobante.

### 3.3 Medidas en puntos de medida

#### 3.3.1 General

Toda medida estará siempre asociada a un punto de medida y con los períodos de integración definidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Cada punto de medida podrá tener asociadas distintas medidas, en función de su modo de obtención (lectura remota, lectura local, lectura visual o estimación), procedencia (Encargado de la Lectura, comercializador o empresa responsable del equipo), configuración y fecha de obtención.

#### 3.3.2 Tipos de medida según su confiabilidad

Los distintos tipos de medidas serán, clasificadas por su modo de obtención y procedencia, con independencia que estén en configuración principal, comprobante o redundante, las que se indican a continuación ordenadas de mayor a menor nivel de confiabilidad:

- (1) Lectura remota de energía de equipo de medida que cumpla los requisitos establecidos en los procedimientos P.O. 10.1 y P.O. 10.2
- (2) Lectura local de energía de equipo de medida (por utilización de TPL) que cumpla los requisitos establecidos en los procedimientos P.O. 10.1 y P.O. 10.2
- (3) Medida de energía procedente de equipo de medida capaz de realizar almacenamiento de datos de forma horaria (Nota 2).
- (4) Medida de energía procedente de punto de medida, con capacidad de integración y almacenamiento de datos en fracciones horarias enteras (Nota 2).
- (5) Medida de energía procedente de equipo de medida dotado con acumulación horaria o fracción horaria de pulsos (Nota 2).
- (6) Medida de energía procedente de equipo de medida obtenido por integración de telemedida de potencia (nota 2).
- (7) Medida de energía procedente de equipo de medida obtenido por integración del cálculo de potencia resultado del estimador de estado (Nota 2).
- (8) Energía circulada: lecturas remotas o locales de contadores; dichas lecturas no están asociadas a un período de integración sino a una lectura absoluta en una fecha y hora determinada. Forman parte de este tipo de medidas los cierres de facturación ya sean de medidas totales (saldos) como de todos los posibles cierres de períodos que pudiera disponer una medida de cliente.

Nota 1: En caso de que un punto de medida disponga de más de una medida de un mismo nivel de confiabilidad para un mismo período de integración, se tomará como mejor la última.

Nota 2: Los datos de esta procedencia se podrán utilizar en los cálculos mientras la Normativa de Puntos de Medida de Energía las considere válidas.

#### 3.3.3 Origen de las medidas

Las medidas de energía podrán tener distintos orígenes en función del agente que realice el cálculo de mejor valor de energía en punto frontera de acuerdo a lo indicado a continuación

##### 3.3.3.1 Para el operador del sistema

Los tipos de medidas tipos 1 y 2 descritas en 3.3.2. podrán provenir al operador del sistema ya sea directamente desde los registradores o desde cualquier concentrador secundario que cumpla los requisitos la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los tipos de medidas 3 a 8 descritas en 3.3.2 podrán provenir de fuentes propias del Operador del Sistema.

##### 3.3.3.2 Para el encargado de la lectura de puntos de clientes

Los tipos de medidas tipos 1 y 2 descritas en 3.3.2. podrán provenir al encargado de la lectura ya sea directamente desde los registradores o desde cualquier concentrador secundario que cumpla los requisitos la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los tipos de medidas 3 a 8 descritas en 3.3.2 podrán provenir de fuentes propias del propio encargado de la lectura.

#### 3.3.4 Correcciones por imprecisión

Los distintos datos procedentes de los equipos de medida podrán estar afectados por coeficientes de corrección por imprecisiones en los mismos.

Las correcciones por imprecisión se aplicarán a los distintos puntos de medida por imprecisiones detectadas en las verificaciones, por la utilización de equipos de medida que no cumplan los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía o por la no realización de las verificaciones de los equipos de medida en los plazos establecidos.

Dichos coeficientes se calcularán de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Los coeficientes aplicados a puntos de medida que no cumplan requisitos especificados serán modificados, o anuladas si procede, a partir de la fecha de sustitución de los equipos. Los coeficientes debidos a la falta de realización de los ensayos de verificación, en los plazos especificados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía, serán modificados a partir de la fecha de realización de las verificaciones, en función del resultado de las mismas.

#### 3.4 Incidencias en las medidas

Cualquier medida asociada a un punto de medida puede tener asociada una incidencia como consecuencia de haber sido detectada algún tipo de anomalía en la misma (averías en los equipos de medida, energías no medidas durante verificaciones, problemas de desbordamiento, validación de medidas horarias de registrador, validaciones de saldos y / o de ATR's, etc.).

Cualquier participante en una medida que detecte una incidencia la pondrá a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 " Tratamiento e Intercambio de información entre Operador del Sistema, Encargados de la Lectura, Comercializadores y Resto de Agentes"

Es responsabilidad del Encargado de la lectura tener en cuenta (inhibir medidas que no cumplen las validaciones descritas en este apartado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.9 de este procedimiento) o no las incidencias (utilizar medida con incidencia asociada) en los cálculos de mejor valor descritos en el apartado 3.6 de éste documento.

Independientemente de lo indicado anteriormente, es responsabilidad del encargado de la lectura realizar una validación de las medidas previas a su tratamiento de acuerdo a lo indicado a continuación.

##### 3.4.1 Validación de medidas horarias

Las medidas horarias procedentes de registradores de acuerdo a la Normativa de Puntos de Medida de Energía se validarán de acuerdo a lo indicado a continuación:

###### a) Medidas validadas

Se considera medidas validadas las procedentes de registrador con todos sus bits de calidad sin marcar. Se incluirán dentro de este tipo de medidas aquellas que se hayan firmado de acuerdo a claves antiguas (falta de carga de claves actualizadas en registrador) o que se encuentren pendientes de firma electrónica por no haber sido esta todavía cargada en el registrador.

###### b) Medidas inválidas

Se considera medidas no validadas las procedentes de registrador con el bit de calidad de medida incorrecta activado (bit 7 de identificación = IV activado) o medidas firmadas incorrectamente.

###### c) Medidas pendientes de validación

Se considera medidas pendientes de validación las procedentes de registrador que tengan pendiente la firma electrónica, y /o que tengan alguno de los cualificadores 6 (CA), 5(CY), 3(MP), 2 (INT) o 1 (AL) activados.

Estas medidas podrán darse como válidas a criterio del encargado de la lectura.

##### 3.4.2 Validación de saldos y cierres de ATR de fronteras de cliente

Las medidas de saldos de contador o cierres de facturación de puntos de medida de clientes deberán pasar las validaciones que se indican a continuación:

###### a) Validación por incoherencia en saldos o cierres de contador

A.1. Las lecturas absolutas de saldos o cierres serán inferiores en valor a lecturas de saldo o cierres realizados con posterioridad. Estas validaciones tendrán en cuenta los posibles pasos por cero del contador.

Se invalidarán individualmente los saldos o cierres que no cumplan la comprobación anterior.

A.2. El saldo total de un contador debe coincidir con la suma de todos los cierres siempre que se disponga de valor para todos y cada uno de ellos.

Caso de no cumplirse la igualdad anterior, se invalidará tanto el saldo total como cada uno de los cierres.

A.3. El número de cierres programados debe coincidir con el número de cierres para los que existe medida. Caso de no coincidir, se considerará no válidos todos los cierres del equipo. (probable programación errónea)

b) Validaciones por consumos excesivos

Si existe histórico de saldo de los doce últimos meses, el saldo a validar debe ser inferior al 120 % del mayor de los mismos.

Caso de no existir el histórico anteriormente indicado, el saldo a validar debe ser inferior al producto de la máxima potencia contratada por el número de horas del periodo de saldo a considerar.

Caso de no cumplirse cualquiera de las dos comprobaciones anteriores, no se tendrán en cuenta dichos saldos.

### 3.5 Periodicidad del cálculo del mejor valor de energía en punto frontera

El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se realizará mientras no se haya realizado el cierre definitivo de medidas del mes por cualquiera de las siguientes causas:

- Recepción del Encargado de la Lectura de medidas de mejor prelación antes del cierre definitivo.
- Consecuencia de recepción de incidencias
- Corrección de medidas por averías
- Consecuencia de objeción de medidas en los plazos establecidos

### 3.6 Cálculo del mejor valor de energía de punto frontera

#### 3.6.1 Puntos frontera de clientes

##### 3.6.1.1 Procedimiento de cálculo de puntos tipos 1, 2 y 3 (medidas horarias)

Antes del cierre provisional / definitivo cada punto frontera de cliente deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía consumida.

Cada punto frontera puede tener asociadas para cada periodo de integración distintos valores de energía en función de la existencia de medidas de distintos modos de obtención, orígenes y configuraciones asociadas a un mismo punto frontera descritas en los apartados 3.2. y 3.3. de este documento. El mejor valor horario en cada punto frontera, en función de las medidas disponibles se realizará atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración principal que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1.y P.O. 10.2

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida principal. La medida del punto de medida principal se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida principal .

2. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración redundante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O.10.1.y P.O.10.2.

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida redundante.

La medida del punto de medida redundante se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida redundante .

3. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida en configuración comprobante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1. y P.O. 10.2.

La medida del punto frontera se obtendrá como combinación lineal de medidas procedentes de los equipos de medida que conformen la configuración comprobante afectadas por los coeficientes descritos en 3.2.4.

4. Estimación de energía horaria basada en el histórico del punto de medida principal modulado con su saldo.

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal modulada con el saldo de contador validado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento. Se pueden dar dos casos:

- A) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.5. del anexo 3.
- B) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no supera más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.6. del anexo 3.

5. Estimación de energía con perfil plano a partir de cierres de ATR.

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal modulada con los cierres de ATR de contador validados de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento. Se pueden dar dos casos:

- A) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.3. del anexo 3.
- B) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no supera más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.4. del anexo 3.

6. Estimación basada en histórico del punto de medida principal. (sin datos de cierre o saldo).

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal. Se pueden dar dos casos:

- A) En el supuesto de falta uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.1. del anexo 3.
- B) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no superará más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.2. del anexo 3.

7. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en el equipo de medida.

En el supuesto de falta de medidas de periodos así como suficientes datos horarios históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de energías basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida.

8. Estimación de energía horaria realizada basada en un factor de utilización del 33%.

Estimación de energía activa entrante del punto de medida principal igual al equivalente de suponer toda la potencia contratada circulando constantemente durante todos los periodos de integración a estimar con un factor utilización del 33%.

##### 3.6.1.2 Procedimiento de cálculo de saldos de puntos tipo 4 (medidas de periodos)

Antes del cierre provisional / definitivo cada punto frontera de cliente deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía consumida.

El Encargado de Lectura calculará el mejor valor de periodo para cada punto frontera, en función de las medidas disponibles se realizará atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. Lecturas de medida de cierre de contador de cada uno de los periodos.  
Lectura de cada uno de los periodos del equipo de medida principal del punto frontera.



## 2. Estimación de medida de cierre a partir de datos históricos.

La energía de cada uno de los cierres en punto frontera se obtendrá a partir de una estimación a partir de históricos de cierres. Se pueden dar tres casos:

- A) En el supuesto que sólo falta uno de los cierres disponiendo del resto de los cierres y del saldo validados de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento, la estimación del cierre a estimar será la diferencia entre el saldo y el sumatorio de los cierres disponibles.
- B) En el supuesto que falta más de uno de los periodos de cierre y el saldo están validados de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento, la estimación se realizará de acuerdo al procedimiento 4.2 del anexo 3.
- C) En el supuesto que falta más de uno de los periodos de cierre y no se dispone de saldo validado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento; la estimación de los cierres se realizará de acuerdo al procedimiento 4.1. del anexo 3.

## 3. Estimación de medidas de periodo a partir de saldo de contador y no se dispone de histórico.

La energía de cada uno de los cierres en punto frontera se obtendrá a partir del saldo total validado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento. Se pueden dar dos casos:

- A) En el caso de que sólo falta uno de los cierres disponiendo del saldo; la estimación del cierre será la diferencia entre el saldo la suma del resto de los cierres.
- B) En el supuesto de falta de más de uno de los cierres, cada uno de ellos se calculará de acuerdo al procedimiento descrito en el apartado 4.3 del anexo 3.

## 4. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en el equipo de medida.

En el supuesto de falta de medidas de periodos así como de suficientes datos de cierres históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de cierres basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida.

## 5. Estimación basada en factor de utilización del 33%.

Estimación de periodo de energía activa entrante del punto de medida principal igual al equivalente de suponer toda la potencia contratada circulando constantemente durante todo el periodo a estimar con un factor utilización del 33%.

**3.6.1.3 Procedimiento de cálculo de saldos de fronteras tipo 5 (medidas de periodos)**

Antes del cierre provisional / definitivo cada punto frontera de cliente deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía consumida.

El Encargado de Lectura calculará el mejor valor de periodo para cada punto frontera, en función de las medidas disponibles se realizará atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. *Lecturas de medida de saldo de contador.* Lectura de cada uno de los periodos del equipo de medida del punto frontera.
2. *Estimación de saldo de contador con histórico de un año* Estimación de medida calculada como la tercera parte de la suma de los tres periodos facturados el año anterior, en el periodo equivalente al de facturación y en el anterior y posterior al mismo.
3. *Estimación de saldo de contador sin histórico de un año* Estimación de medida calculada como tercera parte (mitad o igual) de la suma de los tres (dos o un) periodos anteriores existentes.

**3.6.2 Resto de puntos frontera que no son de clientes**

Cada punto frontera podrá tener asociadas, para cada periodo de integración, distintos valores de energía en función de la existencia de medidas de distintos modos de obtención, orígenes y configuraciones asociadas a un mismo punto frontera descritas en los apartados 3.2. y 3.3. de este documento.

El Encargado de la Lectura calculará el mejor valor horario en cada punto frontera, en función de las medidas disponibles atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

## 1. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración principal que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos 10.1. y 10.2

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida principal. La medida del punto de medida principal se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida principal .

## 2. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración redundante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos 10.1.y 10.2.

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida redundante.

La medida del punto de medida redundante se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida redundante .

## 3. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida en configuración comprobante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos 10.1. y 10.2.

La medida del punto frontera se obtendrá como combinación lineal de medidas procedentes de los equipos de medida que conformen la configuración comprobante afectadas por los coeficientes descritos en 3.2.4.

## 4. Estimación de energía horaria con modulación desde equipos de medida en configuración principal que no cumplan los requisitos de los procedimientos 10.1 y 10.2

La medida de energía horaria en el punto frontera se obtendrá por modulación de la diferencia de lecturas de energía del contador situado en la ubicación principal modulada con las medidas descritas en 5.

## 5. Estimación de energía horaria de punto de medida principal.

La medida del punto frontera se obtendrá a partir de la medida de mejor confiabilidad de 3 a 7 descritas en 3.3. que no cumplen los requisitos de los procedimientos 10.1 y 10.2.

## 6. Estimación de energía horaria mediante modulación de medidas de punto e medida principal con su unidad de oferta del Programa base P48.

La energía horaria en el punto frontera se obtendrá por la diferencia de lecturas del contador situado en la ubicación principal modulada con los valores del perfil de la unidad de oferta a la que pertenece dicho punto frontera.

*Nota: la utilización de perfil plano o Programa base P48 será acordada entre los participantes y el Encargado de la Lectura.*

## 7. Estimación de energía horaria mediante modulación de medidas de punto de medida principal con perfil plano

La energía horaria en el punto frontera se obtendrá por la diferencia de lecturas del contador situado en la ubicación principal modulada con perfil plano.

*Nota: la utilización de perfil plano o Programa base P48 o perfil estimado en base a históricos será acordada entre los participantes y el Encargado de la Lectura.*

## 8. Estimación de energía horaria basada en el histórico del punto de medida principal.

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal. Se pueden dar dos casos:

A) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.1. del anexo 3.

B) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no superará más de treinta y un

días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.2. del anexo 3.

9. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en equipo de medida

En el supuesto de falta de medidas de periodos así como suficientes datos horarios históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de energías basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida.

10. Estimación manual de energía horaria realizada por el encargado de la lectura para un punto de medida principal

Energía horaria estimada por el encargado de la lectura para un punto de medida principal cuando no se disponga de información en los plazos establecidos de acuerdo a lo indicado a continuación:

A) Estimación de energía activa saliente de Puntos de medida principales de fronteras de Régimen Especial y Generación igual a 0 kWh para todos los periodos de integración a estimar.

B) Estimación de energía de puntos fronteras de Transporte-Distribución, Distribución-Distribución y Transporte internacional igual al equivalente de suponer la potencia aparente nominal circulando constantemente en el sentido más desfavorable para el responsable del punto de medida principalmente todos los periodos de integración a estimar.

### 3.7 Medidas en cierre provisional y cierre definitivo

#### 3.7.1 Recepción de medidas

La recepción de medidas de clientes atenderá a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de información entre Operador del Sistema Encargados de la Lectura, Comercializadores y Resto de Agentes".

La recepción de medidas que no corresponden a clientes atenderá a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.4. " Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones"

Excepcionalmente, y con el propósito de realizar la mejor estimación técnicamente posible, el Operador del Sistema podrá recibir y utilizar datos de medidas enviados por cualquier agente utilizando los formatos descritos en el documento "ficheros para el intercambio de Medidas" o "Información entre Agentes y Operador del Sistema".

Estos datos podrán enviarse fuera de los plazos definidos en los procedimientos P.O. 10.4 y P.O. 10.5, si bien serán utilizados a criterio del Operador del Sistema.

El Envío de estos datos no eximen al Encargado de Lectura de la responsabilidad en los incumplimientos del envío de medidas en que hubiera podido incurrir.

#### 3.7.2 Cierre provisional

El Encargado de la Lectura realizará el cálculo del mejor valor horario a cierre provisional antes del las ocho horas (8:00) del quinto día hábil del mes siguiente a que corresponden las medidas aplicando este procedimiento con las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 1 y 2.

El Encargado de la Lectura realizará el cálculo del mejor valor horario a cierre provisional antes del las ocho horas (8:00) del quinto día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 3.

El Encargado de la Lectura realizará el cálculo del mejor valor horario a cierre provisional antes del las ocho horas (8:00) del quinto día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas aplicando este procedimiento con las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 4.

El Encargado de la lectura realizará el calculo de mejor saldo por periodo a cierre provisional antes de las ocho horas del quinto día hábil de los siete meses siguientes a que corresponden las medidas aplicando este procedimiento con las medidas disponibles de los puntos de medida de consumidores tipo 5.

Cuando se carezca de medidas firmes en el cierre provisional, el agente Encargado de la Lectura estimará la mejor medida posible en los puntos fronteras de acuerdo a las tablas de prelación indicadas en el apartado 3.6 de este procedimiento.

El Operador del Sistema procederá a estimar las medidas/agregaciones de las que no es Encargado de la Lectura por no haberlas realizado o enviado su Encargado de la Lectura en puntos frontera de clientes , en los supuestos establecidos en el apartado 3.4 del procedimiento 10.4 " Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones" a partir del decimoquinto día de los siete meses siguientes a los que corresponden las medidas/agregaciones.

La estimación por parte del Operador del sistema de estas medidas/agregaciones no eximen al Encargado de Lectura de la responsabilidad en los incumplimientos del envío de medidas en que hubiera podido incurrir.

Las medidas utilizadas para la realización del cierre provisional podrán ser firmes o provisionales.

El Operador del Sistema publicará las medidas/agregaciones en cierre provisional antes del decimoquinto día de los ocho meses siguientes que corresponden a las medidas.

#### 3.7.3 Periodo de objeción de medidas

Desde la publicación de las medidas en cierre provisional por el encargado de la lectura, se abrirá el plazo de objeción de medidas de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.8 de este procedimiento. El plazo de objeción de medidas finalizará a los treinta días (30) naturales de publicarse las medidas provisionales.

#### 3.7.4 Cierre definitivo

Las medidas provisionales que no hayan sido objetadas en los plazos anteriormente indicados pasarán a considerarse como firmes definitivas de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las medidas objetadas, firmes o no, pasarán a ser consideradas firmes definitivas una vez se resuelva su objeción de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.8 de este procedimiento.

En el plazo de cinco(5) días desde la resolución de la última objeción del mes, se realizará el cierre definitivo. Las medidas en cierre definitivo sólo podrán ser modificadas por corrección de averías de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

### 3.8 Objeción de medidas de puntos frontera

#### 3.8.1 Procedimiento de objeción de medidas

Cualquier participante de una medida o el Encargado de la Lectura podrá objetar las medidas de cierre provisional de los puntos frontera en los que son partícipes.

Las notificaciones de objeciones a las medidas se realizarán de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e Intercambio de información entre Operador del Sistema, Encargados de la Lectura, Comercializadores y Resto de Agentes"

Sólo podrá existir una objeción para una medida en un punto frontera dada. Tras una objeción, el Encargado de la Lectura resolverá en un plazo de veinte (20) días desde la interposición de la misma. Como resultado de una objeción el encargado de la lectura resolverá:

a) Medida revisada confirmada

Medida del punto frontera que tras el análisis del Encargado de la Lectura no modifica su valor.

b) Medida revisada y modificada como resultado de la objeción

Medida de punto frontera que tras el análisis del encargado de la lectura modifica su valor. El encargado de la lectura pondrá en conocimiento de los dos participantes de la medida su decisión. Sea cual sea el resultado de una objeción, los participantes de la medida podrán solicitar, tras la decisión del encargado de la lectura, el arbitraje de la CNE.

### 3.9 Inhibición de medidas

La inhibición de una medida implica la no utilización de la misma en el cálculo del mejor valor de los puntos frontera en que intervenga.

El encargado de la lectura podrá inhibir cualquier medida recibida de cualquiera de los tipos y orígenes indicados en 3.3., por detectar anomalías en las mismas relativa a:

- Averías en los equipos de medida
- Medidas erróneas provocadas durante verificaciones
- Tratamiento de Incidencias
- Falta de sincronización entre el Concentrador Principal y los equipos de medida o concentradores secundarios.
- Detección de intrusismo en los registradores de medidas o contadores
- Detección de incoherencias en medidas tras la realización de comprobaciones o auditorías.
- Consecuencia del análisis de medidas objetadas

Las notificaciones de incidencias de medidas se realizarán de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 "Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, Encargados de la Lectura, Comercializadores y resto de agentes".

La inhibición de una medida podrá implicar la necesidad de estimación de medidas por parte del Encargado de la Lectura.

## ANEXO I

## COEFICIENTES PARA CONFIGURACIONES PRINCIPALES Y COMPROBANTES

## Coeficientes de pérdidas de transformadores en tanto por ciento

		TENSION LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR (kV)				
		>250	250 - 150	150 - 72	72 - 36,5	36,5 - 1
TENSION LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR (kV)	250 - 150	0,4	0,4	-	-	-
	150 - 72	0,5	0,5	0,5	-	-
	72 - 36,5	0,6	0,6	0,6	0,7	-
	36,5 - 1	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8

En el caso de autotransformadores, estos valores serán corregidos con un factor  $F_c = 0,8$

TRANSFORMADORES CON LADO DE BAJA TENSIÓN A 360 V O INFERIOR: Se aplicará un coeficiente de pérdida de 2,5% de la energía activa circulada

Tabla 2

## Coeficientes de pérdidas en líneas según su tensión (kV)

RESISTENCIA EN P.U. EN FUNCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR					
400	220	132	66	45	
	0.0153	0.1147 LA 180-1			
0,00195 Cardinal dx	0.0153 Condor-1	0.0586 LA 180-2	0.4504 LA 180-1		1.5141 LA 110-1
	0.092 Gull-2	0.0725 Hawk-1	0.7039 LA 110-1		2-1042 la 78-1
		0.0526 Gull-1			

$$P_l = Rl^2$$

## ANEXO II

## CALCULO DE COEFICIENTES DE CONFIGURACIONES COMPROBANTES A

## PARTIR DE DATOS HISTÓRICOS

El procedimiento para la obtención de los coeficientes de paso de configuraciones comprobantes a principales a partir de datos históricos será el que se indica a continuación.

La relación de medida de un punto de medida principal con sus correspondientes comprobantes cumple la relación:

$$M_{Pmp,i}^{\delta} = \sum_{n=1}^n \alpha_n \cdot M_{Pmni}^{\beta} \quad (1)$$

Donde:

$M_{Pmp,i}^{\delta}$  es la medida para la magnitud  $\delta$  en el periodo  $i$  en el punto de medida principal

$M_{Pmni}^{\beta}$  es la medida para la magnitud  $\beta$  del punto de medida comprobante  $n$  en el periodo de integración  $i$

$\alpha_n$  es el coeficiente que relaciona la medida del punto/ s comprobante/ s de medida  $n$  con el punto principal para la magnitud de cálculo.

Los coeficientes  $\alpha_n$  se obtendrán como media de la resolución de la ecuación (1) atendiendo a los siguientes criterios:

- El número de muestras para la obtención de  $\alpha$  será como mínimo de ( 25 x 24 muestras por magnitud)
- El número máximo de muestras a utilizar será el correspondiente a tres meses (3 x30 x 24 muestras) por magnitud

c) Las muestras procederán del último trimestre previo al cálculo de los coeficientes.

d) Sólo se considerarán como muestras válidas de acuerdo a lo indicado en 3.4.1 para un periodo de integración y magnitud aquellas en las que se disponga simultáneamente medidas de registradores válidas del punto de medida principal y todos los puntos de medida comprobantes que lo conforman.

e) Para el caso en que la ecuación (1) tenga más de una incógnita se resolverá un sistema de  $k$  ecuaciones con  $k$  incógnitas atendiendo a los siguientes criterios:

e.1 Se formarán tantos sistemas de ecuaciones de acuerdo a:

$$N^{\circ} \text{ sistemas} = \text{Número de muestras válidas} / k$$

e.2 Cada uno de los sistemas de ecuaciones definido en e.1 se supondrá mantiene constantes los coeficientes  $\alpha_k$ .

e.3 Cada sistema de  $k$  ecuaciones con  $k$  incógnitas estará formado por  $k$  medidas consecutivas del mismo día.

## ANEXO III

## ESTIMACIÓN DE MEDIDAS ASOCIADAS A PUNTOS FRONTERA /

## AGREGACIONES A PARTIR DE HISTÓRICOS

## 1. OBJETO

Este anexo tiene por objeto definir los algoritmos de cálculo para la estimación de medidas a partir de históricos de puntos frontera.

Adicionalmente, este procedimiento lo utilizará el Operador del Sistema para la estimación de agregaciones cuando se cumplan los supuestos indicados en el procedimiento 10.4 "Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones". En este caso el Operador del Sistema estimará una agregación (conjunto de puntos frontera) como si se tratase de un único punto formado por todos los puntos que constituyen la agregación.



## 2. CONSIDERACIONES GENERALES

En todos los cálculos descritos en este anexo se utilizarán tres (3) decimales. Los resultados finales de energías se expresarán en kWh redondeando los decimales a la unidad inmediata superior si es igual o superior a 0.5 o a la unidad inmediata inferior si es inferior a 0.5.

Los días de 23 horas se estimarán de forma análoga a si fuesen de 24 periodos, si bien no se estimará valor para el periodo de cambio horario (estimación vacía)

Los días de 25 horas se estimarán de forma análoga a si fuesen de 24 periodos, si bien la estimación para el periodo de cambio horario será idéntica a la del periodo inmediatamente anterior.

No se utilizarán nunca medidas estimadas por este procedimiento para realizar nuevas estimaciones.

## 3. PROCEDIMIENTO DE ESTIMACIÓN VALORES HORARIOS

### 3.1 Procedimiento de estimación de huecos

La medida a estimar vendrá dada por la media aritmética para cada una de las magnitudes y periodo de integración de las medidas correspondientes a los periodos de integración anterior y posterior a la /s de la / s que se dispone de medida de energía.

### 3.2. Procedimiento de estimación ventanas de periodos

El procedimiento de estimación se realiza en tres pasos:

#### a) Obtención muestra histórica. Cálculo de media y desviación típica

Se calculará la media aritmética (x) y desviación típica (s) de la muestra de energías de la misma magnitud y periodo despreciando de dicha muestra los valores máximo y mínimo (nota 1).

El tamaño de la muestra será de seis medidas obtenidos de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La muestra estará formada por 6 medidas del mismo día tipo (nota 2) más próximos del mismo mes de la estimación.
2. Si con la muestra definida en 1 no se alcanza el número de 6 muestras se añadirán los días tipo más próximos de igual temporada (nota 2) hasta alcanzar 6 medidas.
3. Si de la utilización de los criterios 1 y 2 anteriores no se alcanzase el número de 6 muestras se utilizarían los días tipo más próximos al que es necesario realizar la estimación (es decir sin utilizar temporadas).

**Nota 1:** En caso de que se repita el valor máximo en las muestras sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas. Análogamente, en caso de que se repita el valor mínimo en las muestras sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas.

**Nota 2:** Se definen los días tipo (si aplica) y temporadas de acuerdo a la clasificación establecida en el Real Decreto vigente en el que se establecen las tarifas de acceso a redes.

#### Ejemplo:

Supongamos se ha de estimar el día 1 de marzo (jueves) de 2001 de un cliente que opera en la península, la muestra para obtener la estimación se obtendría:

1. Al ser día tipo B (lunes a viernes no festivos temporada media), la muestra podrá formarse con los días 2, 5, 6, 7, 8 y 9 de marzo de 2001. Si alguno de los días anteriores no estuviese disponible se podrían utilizar los días (y por este orden de prelación) 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 27, 28, 29 y 30 de marzo de 2001.
2. Si no se alcanzase el número de seis muestras habría que utilizar (y por este orden de prelación) las medidas de lunes a viernes de abril de 2001, o las de julio de 2001, o las de octubre de 2001 o las de octubre de 2000, y por este orden de prelación.
3. Si no se dispusiese, aun así de las 6 muestras habría, que utilizar las medidas de lunes a viernes más próximos de febrero de 2001.

#### b) Cálculo de los extremos de distribución

Se calculan los extremos de la muestra calculada en a) suponiendo una distribución normal:

$$\text{Muestra máxima} = x + 2 * s$$

$$\text{Muestra mínima} = x - 2 * s$$

#### c) Cálculo del valor de energía estimado

El valor de medida estimado para cada uno de los periodos, magnitudes y días vendrá dado por la media aritmética de la muestra total sin despreciar valores máximos y mínimos descrita en a) utilizando sólo los valores que entren dentro de la distribución normal descrita en b)

#### Ejemplo

Se van a estimar las medidas de energía para un punto frontera de cliente que opera en la península de la magnitud activa entrante desde el periodo de integración nº 1 del 5/3/2001 hasta el periodo 24 del día 9/3/2001.

Para dicho punto frontera se dispone de medidas de registrador desde 1/9/2000 hasta el 5/3/2001.

a) Se selecciona la muestra de medidas que se utilizara. Por tanto, tipo día B (lunes a viernes temporada media). Los días de las muestras serán:

Del criterio 1: días 1/3/2001 (jueves) y 2/3/2001 (viernes)

Del criterio 2: utilizamos los días tipo más próximos disponibles, días 26/10/2000, 27/10/2000, 30/10/2000 y 31/10/2000. (no es necesario utilizar el tercer criterio pues ya se dispone de seis muestras)

b) Se calcula la media desviación típica sin utilizar las muestras máxima y mínima para cada periodo (ver anexo 4)

c) Se definen los extremos máximo y mínimo de la distribución para cada periodo de integración. (ver anexo 4)

d) Se calcula la estimación de energía como media aritmética utilizando para su cálculo las muestras que entran dentro de la distribución definida en c)

La misma estimación calculada se utilizará para los días de cálculo, esto es para los días 5, 6, 7, 8 y 9 de marzo de 2001.

### 3.3. Estimación de huecos de energía con datos de cierres ATR

Los valores de energía de los distintos huecos existentes se estimarán distribuyendo la energía horaria no medida con los distintos cierres validados de ATR, esto es:

$$E_i = \frac{M_{\text{CATRJ}} - \sum e_j}{n_j}$$

Donde,

$E_i$  es cada uno de los periodos de energía a estimar (huecos) perteneciente al periodo de cierre de ATR<sub>j</sub>

$M_{\text{CATRJ}}$  es el valor de energía de cierre de ATR<sub>j</sub> al que pertenece el periodo horario  $E_i$  de energía a estimar.

$\sum e_j$  es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de cierre  $M_{\text{CATRJ}}$  de los que se dispone de valor horario. Es decir  $M_{\text{CATRJ}} - \sum e_j$  es la energía horaria no medida durante el periodo de  $M_{\text{CATRJ}}$ .

$n_j$  es el número de periodos a estimar correspondientes al periodo de cierre ATR<sub>j</sub>

### 3.4. Estimación de energía con datos de cierres ATR

Los valores de energía a estimar se obtendrán modulando con los valores de cierre de ATR validados disponibles la curva de consumo obtenida por el procedimiento de estimación de histórico descrita en el apartado 3.2 de este anexo; esto es:

a) Obtener la curva en función de datos históricos de acuerdo al procedimiento descrito en 3.2. (Valores  $x_{ij}$ ) de éste anexo.

b) Modular los valores de la curva calculada en a) a partir de los cierres de ATR<sub>j</sub> disponibles:

$$E_{ij} = (M_{\text{CATRJ}} - \sum e_j) * x_{ij} / \sum x_{ij}$$

Donde

$E_{ij}$  es cada uno de los periodos  $i$  de energía a estimar (huecos) perteneciente al periodo de cierre de ATR<sub>j</sub>

$M_{\text{CATRJ}}$  es el valor de energía de cierre de ATR<sub>j</sub> al que pertenece el periodo horario  $E_i$  de energía a estimar.

$\sum e_{ij}$  es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de cierre  $M_{\text{CATRJ}}$  de los que se dispone de valor horario. Es decir  $M_{\text{CATRJ}} - \sum e_{ij}$  es la energía horaria no medida durante el periodo de  $M_{\text{CATRJ}}$ .

$x_{ij}$  es el valor de energía del periodo de integración  $i$  y perteneciente a su vez al periodo de cierre de  $M_{\text{CATRJ}}$  calculado de acuerdo a históricos por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

$\sum x_{ij}$  es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al cierre  $M_{\text{CATRJ}}$  calculados de acuerdo a histórico por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

### 3.5. Estimación de huecos de energía con dato de saldo

Los valores de energía de los distintos huecos existentes se estimarán distribuyendo la energía horaria no medida con el saldo disponible y validado del contador, esto es:

$$E_i = \frac{S - \sum_j e_j}{n_j}$$

Donde

- $E_i$  es cada uno de los periodos de energía a estimar (huecos) pertenecientes al periodo de saldo  $S$
- $\sum e_i$  es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de saldo  $S$  de los que se dispone de valor horario.
- $S$  es el valor del saldo de energía al que pertenece los periodos horarios  $E_i$  a estimar. Es decir  $S - \sum e_i$  es la energía horaria no medida durante el periodo de  $S$ .
- $n_j$  es el número total de periodos sin medida a estimar correspondientes al intervalo del saldo  $S$ .

### 3.6. Estimación de ventanas de energía con dato de saldo.

Los valores de energía a estimar se obtendrán modulando con el valor de saldo disponible y validado la curva de consumo obtenida por el procedimiento de estimación de histórico descrita en el apartado 3.2 de este anexo; esto es:

- a) Obtener la curva en función de datos históricos de acuerdo al procedimiento descrito en 3.2. de éste anexo.
- b) Modular los valores de la curva calculada en a) a partir del saldo  $S$  disponible:

$$E_i = (S - \sum e_i) \cdot x_i / \sum x_i$$

Donde

- $E_i$  es cada uno de los periodos  $i$  de energía a estimar pertenecientes al periodo de saldo  $S$ .
- $\sum e_i$  es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo que corresponde el saldo  $S$  de los que se dispone de valor horario.
- $S$  es el valor del saldo de energía al que pertenece los periodos horarios  $E_i$  a estimar. Es decir  $S - \sum e_i$  es la energía no medida horariamente.
- $X_i$  es el valor de energía del periodo de integración  $i$  calculado de acuerdo a histórico por el método descrito en 3.2. de éste anexo.
- $\sum x_i$  es la suma de todos los valores de energía horaria  $i$  sin medida calculados de acuerdo al histórico por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

## 4. PROCEDIMIENTO DE ESTIMACIÓN DE PERIODOS

### 4.1. Estimación de periodos a partir de históricos.

El procedimiento de estimación de periodos se realiza en cinco pasos:

- a) Obtención de la muestra histórica.

El tamaño de la muestra de cada uno de los periodos a estimar será de cuatro seleccionados como los más próximos existentes.

A fin de uniformizar los cierres que componen la muestra, se calcula la energía media horaria de cada periodo de cierre de la muestra como cociente entre la energía de cierre y el número de horas que abarca. Estos serán los valores que integran la muestra (4 valores por cada cierre a estimar).

- b) Obtención de la media y desviación típica.

Se calcula la media  $M_j$  y desviación típica  $\sigma_j$  de cada uno de los cierres  $j$  a estimar.

- c) Cálculo de los extremos de la distribución

Se calculan los extremos de la muestra de cada cierre  $i$  a estimar suponiendo una distribución normal:

$$\text{Muestra máxima } j = M_j + 2 \sigma_j$$

$$\text{Muestra mínima } j = M_j - 2 \sigma_j$$

- d) Obtención de la media normalizada de cierre.

Se calcula el valor de la media normalizada para cada cierre  $j$  a estimar utilizando los valores de la muestra descrita en a) que estén comprendidos en los límites definidos en c).

- e) Obtención media de cierre.

Se calcula la media de cada cierre a estimar  $j$  como el valor obtenido en d) multiplicado por el número de horas que tiene el periodo de cierre  $j$  a estimar [  $ec_j$  ]

### 4.2. Estimación de cierre a partir de histórico modulado con saldo de contador.

El valor de cada uno de los cierres  $j$  obtenidos ( $e_{c_j}$ ) por el procedimiento descrito en 4.1. se modula con el saldo disponible de acuerdo a :

$$E_{c_j} = (S - \sum E_{c_i}) \cdot e_{c_j} / \sum e_{c_j}$$

Donde

- $S$  es el saldo total que engloba a todos los cierres del periodo.
- $\sum E_{c_i}$  es la suma de los cierres de los que se dispone de media. Por tanto  $S - \sum E_{c_i}$  es la energía de los cierres no medida.
- $ec_j$  es el valor de energía del cierre  $j$  calculado de acuerdo a 4.1. de éste anexo.
- $\sum ec_j$  es la suma de todos los cierres  $j$  que es necesario estimar y calculados de acuerdo 4.1. de éste anexo.

### 4.3. Estimación de periodos sin histórico a partir de saldo total.

La estimación de los cierres no medidos se obtiene repartiendo cada periodo de cierre a estimar proporcionalmente a la potencia contratada en cada periodo:

$$E_{c_j} = (S - \sum E_{c_i}) \cdot P_{c_j} / \sum P_{c_j}$$

Donde

- $S$  es el saldo total .
- $\sum E_{c_i}$  es la energía medida de cierres comprendidos en el saldo  $S$ .
- $Ec_j$  es la energía a estimar del periodo  $j$ .
- $P_{c_j}$  es la potencia contratada del periodo  $j$  a estimar.
- $\sum P_{c_j}$  es la suma de las potencias contratadas de los periodos a estimar.



## ANEXO IV

## EJEMPLO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01/03/2001 (jueves)	370	414	389	423	429	439	436	290	258	252	304	310	303	312	548	544	557	346	309	279	274	269	276	341
02/03/2001 (viernes)	410	428	405	439	452	469	471	330	290	284	310	324	338	470	566	555	558	348	321	297	286	274	289	389
26/10/2000 (jueves)	484	454	465	460	456	470	481	342	294	297	317	326	338	546	575	578	567	437	324	300	298	299	297	404
27/10/2000 (viernes)	489	479	481	484	462	477	487	343	297	298	323	333	340	569	638	649	606	461	326	314	320	322	309	432
30/10/2000 (lunes)	498	485	491	484	484	483	504	347	320	329	326	336	376	575	652	649	624	478	329	315	322	323	314	439
31/10/2000 (martes)	528	530	509	503	484	484	565	421	340	553	392	441	420	577	665	650	625	505	378	330	326	327	317	534
media	470	462	461	467	464	475	486	341	300	302	319	330	348	540	608	608	589	431	325	307	307	305	302	416
Desviación	40.6	26.1	38.5	21.7	14.3	6.55	13.8	7.33	13.5	19.1	7.07	5.68	18.7	48.3	43.5	48.5	31.4	57.8	3.37	9.33	17.5	23.2	11.4	23.5
X-2*s	389	409	383	423	435	462	458	326	273	264	305	318	311	443	521	511	526	315	318	288	272	258	280	369
X+2*s	551	514	538	510	492	488	513	355	327	340	333	341	385	637	695	705	652	547	332	325	341	351	325	463
Estimación	482	452	457	474	468	477	486	341	300	302	319	330	348	547	607	604	590	429	325	307	304	302	305	416
Medidas utilizadas	5	5	6	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	5	6	6	6	6	4	4	6	6	5	4

## AGREGACIONES DE PUNTOS DE MEDIDA

## P.O. 10.6

## ÍNDICE

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. RESPONSABILIDADES
4. CALCULO DE AGREGACIONES
- 4.1 Definición de medidas agregadas
- 4.2 Requisitos de los concentradores secundarios que calculan agregaciones
- 4.3 Procedimiento de cálculo de medidas agregadas
- 4.4 Intercambio de información

- 4.3.1 Identificación de las agregaciones
- 4.3.2 Baja de agregaciones
- 4.3.3 Cálculo de medidas agregadas

## 1. OBJETO

El objeto de este documento es definir el procedimiento de cálculo de las agregaciones de puntos de medida y la información a intercambiar de los mismos.

## 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este documento aplica a los puntos de medida de clientes tipo 3, 4 y 5

## 3. RESPONSABILIDADES

Los encargados de la lectura son responsables del cálculo de agregaciones de puntos de medida de acuerdo a lo indicado en este documento.

Los comercializadores son responsables subsidiarios, en relación con los datos de medidas de sus clientes.

## 4. CALCULO DE AGREGACIONES

## 4.1 Definición de medidas agregadas

Una medida agregada es el resultado de calcular el sumatorio para cada magnitud y período de integración de todas las medidas de la misma magnitud y período de integración de los distintos puntos frontera de clientes agrupados por mismo distribuidor, mismo comercializador, mismo nivel de tensión, mismo código de autoproducción, misma tarifa de acceso, misma discriminación horaria y mismo código futuro.

## 4.2 Requisitos de los concentradores secundarios que calculan agregaciones

Los concentradores secundarios dentro del alcance de este documento deberán cumplir los requisitos indicados en el procedimiento P.O. 10.11. "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes"

## 4.3 Procedimiento de cálculo de medidas agregadas

El responsable de realizar agregaciones deberá calcular las distintas agrupaciones posibles de puntos de clientes de las que es partícipe realizadas por distinto código de comercializador, distinto distribuidor, distinto código de nivel de tensión, distinto código de autoproducción, distinto código de tarifa de acceso, distinto código de discriminación horaria y código de futuro.

Los códigos actualizados de distribuidores, comercializadores, tarifas de acceso, nivel de tensión y discriminación horaria están disponibles en la página web de Red Eléctrica de España.

## 4.3.1 Identificación de las agregaciones

Cada encargado de realizar agregaciones deberá identificar y notificar al distribuidor / comercializador y al operador del sistema las agregaciones que tiene responsabilidad de calcular utilizando el fichero descrito en el documento "Ficheros para el intercambio de Información de Medidas" que está disponible en la página web de Red Eléctrica de España.

## 4.3.2 Baja de agregaciones

Cada encargado de realizar agregaciones deberá identificar y notificar al distribuidor / comercializador y al operador del sistema las agregaciones de las que deja de tener responsabilidad de cálculo por dejar de ser partícipe de las mismas utilizando el fichero descrito en el documento "Ficheros para el intercambio de Información de Medidas" publicado en la página web de Red Eléctrica de España.

### 4.3.3 Cálculo de medidas agregadas

Cada encargado de realizar agregaciones deberá calcular las distintas agregaciones de las que es partícipe atendiendo a la definición descrita en el apartado 4.1. de este documento.

Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a lo establecido en el procedimiento P.O. 10.5 "Estimación de Medidas y Cálculo del Mejor Valor de Energía de Puntos Frontera" y posteriormente aplicar el perfil para el caso de puntos tipo 4 y 5..

Cada medida agregada en un periodo de integración y magnitud tiene asociada adicionalmente la siguiente información:

- Número total de puntos frontera que participan en el cálculo de dicha agregación en el periodo de integración indicado
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas procedentes de registrador con las características indicadas en el RD2018/97 (esto es, excluyendo las estimadas)
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las procedentes de registrador que cumplan RD 2018/97)
- Provisionalidad de la medida agregada: (P)rovisional o (D)efinitiva

### 4.4 Intercambio de información

El intercambio de información de medidas agregadas atenderá a lo indicado en los procedimientos P.O. 10.4. "Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones" y P.O. 10.11. "Tratamiento e Intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes" junto con a las consideraciones de este procedimiento.

Las medidas agregadas que deberá calcular y enviar cada Concentrador Secundario quedan identificadas por la siguiente información:

- Concentrador que envía la medida
- Magnitud enviada ( 3 / 6 magnitudes en función de si es agregación de autoproducción o no )
  - Periodo
  - Medida (kWh o kVAR, valores incrementales)
  - Número total de puntos frontera de la agregación

Medida (kWh o kVAR, valores incrementales) obtenidas por agregación de medidas procedentes de registradores que cumplan RD 2018/97

- Número de puntos frontera utilizados en la agregación anterior
- Provisionalidad de la medida agregada
- Agregación calculada: identificada por los siete parámetros que la definen y esta formada por el distribuidor, comercializador, nivel de tensión tarifario, autoproducción, tarifa de acceso, discriminación horaria y futuro 2 (pendiente definición). Esto es, cada Concentrador Secundario, enviará para cada periodo y magnitud las distintas agregaciones vigentes de las que disponga de medidas.

Hasta la puesta en servicio de los concentradores de puntos frontera las medidas agregadas de clientes se enviarán de acuerdo al documento "Ficheros para el intercambio de Información de Medidas" publicado en la página web de Red Eléctrica de España.

La publicación por parte del Operador del Sistema de las medidas agregadas se realizará utilizando el protocolo de comunicaciones entre concentradores utilizando el fichero descrito en el documento "Ficheros para el intercambio de Información de Medidas" publicado en la página web de Red Eléctrica de España.

## TRATAMIENTO E INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA, ENCARGADOS DE LA LECTURA, COMERCIALIZADORES Y RESTO DE AGENTES

### P.O. 10.11

#### ÍNDICE

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. RESPONSABILIDADES
4. PROCESOS DE LOS CONCENTRADORES SECUNDARIOS
  - 4.1 Recibir las medidas
    - 4.1.1 Puntos de medida leídos directamente por el concentrador del Encargado de la Lectura

4.1.2 Puntos de medida de los que es encargado de la lectura leídos a través de otro concentrador secundario

4.1.3 Puntos de medida cuyas lecturas son enviadas a partir del concentrador secundario cuyo titular no es Encargado de la Lectura

4.2 Validación de medidas

4.3 Cálculo del mejor valor horario

4.4 Cálculo de consumo horario de puntos tipo 4 y 5 (aplicación de perfil )

4.5 Cálculo de agregaciones

4.6 Puesta a disposición del resto de participantes de las medidas e inventarios

4.7 Sincronización

4.7.1 Sincronización del Concentrador secundario

4.7.2 Comprobación de sincronismo con el Concentrador Principal

4.7.3 Sincronización de registradores conectados al concentrador secundario

5. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE CONCENTRADORES

5.1 Flujo de información de medidas entre Concentrador Principal y Concentradores Secundarios de encargados de la lectura

5.1.1 Intercambio de información de medidas

5.1.2 Intercambio de información de inventarios, incidencias y datos estructurales

5.2 Intercambio de información entre Concentrador Secundario de encargados de la lectura y comercializadores

5.2.1 Intercambio de datos de medidas desagregadas

5.2.2 Intercambio de datos de agregaciones

5.2.3 Intercambio de datos estructurales y de inventario

6. INFRAESTRUCTURA

6.1 Comunicaciones entre registradores y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura

6.2 Comunicaciones entre Concentrador Principal y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura

6.3 Comunicaciones entre otros concentradores secundarios y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura

6.4 Comunicaciones entre Comercializadores y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura

6.4.1 Características generales

6.4.2 Descripción

6.4.3 Procesos

6.4.4 Mecanismos de seguridad

ANEXO I: Información Mínima a poner a disposición del resto de participantes

### 1. OBJETO

El objeto de este documento es definir el tratamiento e intercambio de información de los concentradores secundarios de los encargados de la lectura de puntos frontera de clientes y concentradores secundarios que suministren datos e información del sistema de medidas a los encargados de la lectura y al Operador del Sistema, los comercializadores y resto de agentes.

### 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medidas en baja tensión de consumidores y centrales de producción de régimen especial que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía

Este documento aplica a los concentradores de medidas definidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Este documento aplica igualmente a los concentradores secundarios que cualquier participante del sistema, que sin ser su encargado de la lectura, pudiera instalar para comunicar directamente con registradores de puntos frontera de clientes.

### 3. RESPONSABILIDADES

Los encargados de la lectura son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación de los concentradores secundarios de acuerdo a la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en este documento.

Los propietarios de concentradores secundarios que sin ser encargados de la lectura suministren las medidas a sus encargados son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación del concentrador secundario de acuerdo a lo indicado en este documento.

### 4. PROCESOS DE LOS CONCENTRADORES SECUNDARIOS

#### 4.1 Recibir las medidas

##### 4.1.1 Puntos de medida leídos directamente por el concentrador del Encargado de la Lectura

El concentrador secundario del Encargado de la Lectura deberá recibir las lecturas de los registradores y / o contadores que son directamente leídos por el propio Encargado de la Lectura, de acuerdo a lo indicado a continuación:

- Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 1 que tiene asociados antes de las ocho horas del día siguiente al que corresponden las medidas y en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones entre Registradores y Concentradores de medida.
- Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 2 que tiene asociados antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente al que corresponden las medidas con una frecuencia mínima de un mes y en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones entre registradores y Concentradores de medida.
- Leer todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y posibles eventos de consumidores cualificados tipo 3 que tienen asociados antes de las ocho horas del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas, ya sea mediante comunicación remota o mediante TPL y en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones entre registradores y concentradores.
- Leer las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía de los consumidores tipo 4 antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que correspondan las medidas.
- Leer las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía de los consumidores tipo 5 antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que correspondan las medidas.

##### 4.1.2 Puntos de medida de los que es encargado de la lectura leídos a través de otro concentrador secundario

El concentrador secundario del Encargado de la Lectura, podrá obtener medidas a través de otros concentradores si las medidas proceden de registradores que tengan operativo la firma electrónica de acuerdo a lo indicado a continuación:

- Recibir de todos los concentradores secundarios diariamente, antes de las ocho horas del día siguiente, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 1 de los que es encargado de la lectura que están asociados a otros concentradores secundarios en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones Concentrador Principal – Concentrador Secundario.
- Recibir de todos los concentradores secundarios, antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 2 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios, en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones Concentrador Principal –Concentrador Secundario.
- Recibir de todos los concentradores secundarios, antes de las ocho horas del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 3 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios, en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones Concentrador Principal –Concentrador Secundario.
- Recibir de todos los concentradores secundarios, antes del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los equipos de medida de tipo 4 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios.

- Recibir de todos los concentradores secundarios, antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los equipos de medida de tipo 5 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios.

##### 4.1.3 Puntos de medida cuyas lecturas son enviadas a partir del concentrador secundario cuyo titular no es Encargado de la Lectura

El concentrador secundario cuyo titular, sin ser Encargado de la Lectura, lee directamente puntos de medida para su posterior remisión al concentrador secundario del Encargado de la Lectura, en relación con los mismos, deberá proceder de acuerdo a lo indicado a continuación:

- Realizar las funciones indicadas en el apartado 4.1.1. de este documento.
- Poner a disposición del concentrador secundario del encargado de la lectura toda la información de medidas de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.2. de este documento.

#### 4.2 Validación de medidas

El concentrador secundario validará las medidas procedentes de los puntos de medida de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.5 "Estimación de medidas y cálculo del mejor valor de energía de puntos frontera".

Las medidas que no pasen las validaciones realizadas serán inhibidas de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.5. "Estimación de medidas y cálculo del mejor valor de energía de puntos frontera"

Las medidas no validadas deberán ser comunicadas o puestas a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.6 y 5 de este documento.

Independientemente de lo anterior cualquier participante en una medida podrá notificar incidencias en las mismas de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.6 y 5 de este documento.

#### 4.3 Cálculo del mejor valor horario

El concentrador secundario del Encargado de Lectura calculará el mejor valor horario de los puntos frontera de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P. O. 10.5. "Estimación de medidas y cálculo del mejor valor de energía de puntos frontera"

El cálculo de mejor valor horario deberá ser realizado al menos una vez al mes y antes del quinto día hábil de cada mes.

Las medidas en punto frontera deberán ser comunicadas o puestas a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.6 y 5 de este documento.

#### 4.4 Cálculo de consumo horario de puntos tipo 4 y 5 (aplicación de perfil)

El concentrador secundario del encargado de la lectura calculará la medida en las fronteras de cliente tipo 4 y 5 de acuerdo a la Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.

El cálculo de mejor valor de energía en punto frontera deberá ser realizado al menos una vez al mes y antes del quinto día hábil de cada mes.

#### 4.5 Cálculo de agregaciones

El concentrador secundario del Encargado de la Lectura calculará las agregaciones de los puntos de los que es participe de acuerdo al procedimiento P.O. 10.6. "Agregaciones de puntos de medida".

El cálculo de agregaciones deberá ser realizado al menos una vez al mes y antes del quinto día hábil de cada mes.

Las medidas agregadas deberán ser comunicadas o puestas a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.6 y 5 de este documento.

#### 4.6 Puesta a disposición del resto de participantes de las medidas e inventarios

El intercambio y puesta a disposición del resto de participantes de la información existente de los puntos de medida será simultánea a la existencia de la misma con un retraso inferior a veinticuatro horas.

La información existente de un punto de medida deberá poder ser transmitida o puesta a disposición al resto de participantes una vez adquirida de acuerdo a los plazos indicados en 4.1. con un retraso inferior a veinticuatro horas.

La información calculada de puntos frontera o agregaciones de acuerdo a los plazos indicados en 4.3 y 4.5 deberá ser transmitida o puesta a disposición del resto de participantes una vez haya sido calculada con un retraso inferior a veinticuatro horas.



La información de medidas de saldos de contador de suministros de puntos tipo 4 y 5 una vez adquirida de acuerdo a los plazos indicados en 4.1. deberá ser puesta a disposición de los comercializadores una vez este disponible con un retraso inferior a veinticuatro horas.

Las comunicaciones de altas/bajas y cambios de comercialización deberán realizarse antes de cumplirse cinco días hábiles desde hacerse efectivas en el mercado dichas altas/bajas o cambios de comercializador.

El intercambio de información se realizará utilizando los protocolos y ficheros descritos en el apartado 5 de este documento.

En el anexo I de este documento se indica la información mínima a poner a disposición del resto de participantes.

#### 4.7 Sincronización

##### 4.7.1 Sincronización del Concentrador secundario

Los concentradores secundarios dispondrán obligatoriamente de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora, preferiblemente mediante el sistema GPS, pudiendo emplearse otros que garanticen un nivel de sincronismo similar a dicho sistema, que no distorsione el cálculo de los balances de energía.

##### 4.7.2 Comprobación de sincronismo con el Concentrador Principal

El concentrador principal comprobará en todas las comunicaciones con cada uno de los concentradores secundarios su fecha y hora de acuerdo al GPS del concentrador principal. Si la diferencia de hora entre el Concentrador principal y secundario supera un umbral definido por el Operador del Sistema, el Concentrador principal cortará la comunicación hasta resolver y determinar la causa de falta de sincronismo y lo comunicará al responsable del mismo.

##### 4.7.3 Sincronización de registradores conectados al concentrador secundario

Los encargados de la lectura son los responsables de sincronizar los registradores de los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.

El concentrador secundario sincronizará los registradores que tiene conectados siempre que detecte en sus comunicaciones con los mismos un desfase mayor al definido por el Operador del Sistema.

El encargado de la lectura podrá delegar en otro concentrador la sincronización de los registradores de puntos de medida de los que es encargado de la lectura pero están conectados a través de otro concentrador secundario si se asegura dispone de un sistema de acuerdo a lo indicado en 4.7.1. y los criterios establecidos por el operador del Sistema para la realización de las sincronizaciones. No obstante la delegación, los encargados de la lectura mantendrán la responsabilidad sobre de la sincronización.

La sincronización de registradores a través de conexiones locales con TPL estará permitida si dicho TPL ha sido sincronizado previamente en un periodo no superior a ciento veinte (120) horas con un concentrador que cumpla los requisitos indicados en 4.7.1.

Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente.

### 5. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE CONCENTRADORES

#### 5.1 Flujo de información de medidas entre Concentrador Principal y Concentradores Secundarios de encargados de la lectura

##### 5.1.1 Intercambio de información de medidas

Los concentradores secundarios de encargados de la lectura son responsables de comunicar con el concentrador principal de acuerdo a los formatos descritos en el documento "Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas" a fin de:

- Comunicar diariamente, antes de las ocho horas del día siguiente al que corresponden las medidas, todos los datos de medidas con punto frontera de consumidores tipo 1.
- Comunicar antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente al que corresponden las medidas en punto frontera de todos los datos de medidas de consumidores tipo 2.
- Comunicar antes de las ocho horas del quinto día hábil de los cuatro meses siguientes al que corresponden las medidas, todos los datos de medidas agregadas de consumidores tipo 3.
- Comunicar antes de las ocho horas del quinto día hábil de los siete meses siguientes al que corresponden las medidas, todos los datos de medidas agregadas de consumidores tipos 4 y 5.

##### 5.1.2 Intercambio de información de inventarios, incidencias y datos estructurales

El intercambio de información de datos estructurales se realizará con los plazos indicados en 4.6 y de acuerdo a los formatos descritos en el documento "Información de medidas entre Agentes y Operador del Sistema" junto con los indicados en el documento "Ficheros para el Intercambio de Información de

Medidas" disponibles en la página web de Red Eléctrica que se indican a continuación

- Comunicación de alta de puntos tipo 1 y 2
- Cambio de comercializador de puntos tipo 1 y 2.
- Definición de agregaciones
- Baja de agregaciones
- Incidencias de Medidas de puntos 1 y 2

#### 5.2 Intercambio de información entre Concentrador Secundario de encargados de la lectura y comercializadores

En tanto no se desarrollen nuevos protocolos de comunicación entre concentradores secundarios de encargados de la lectura y de comercializadores, dicho intercambio se realizará de acuerdo a los plazos indicados en 4.6. y a los formatos de ficheros que se indican en el documento "Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas" publicado en la web de Red Eléctrica que se indican a continuación

##### 5.2.1 Intercambio de datos de medidas desagregadas

- Curva de carga horaria de punto de medida
- Curva de carga horaria de punto frontera
- Curva cuarto horaria de punto de medida
- Cierre de contrato 1, 2 y 3 de punto de medida
- Lecturas instantáneas de contrato 1, 2 y 3 de punto de medida
- Lecturas de saldo de lectura de facturación
- Eventos de registrador
- Objeción de medida
- Respuesta de objeciones
- Incidencias de medida
- Notificación de fecha de lectura

##### 5.2.2 Intercambio de datos de agregaciones

- Definición de agregaciones
- Baja de agregación
- Medidas agregada
- Medidas firmes agregadas

##### 5.2.3 Intercambio de datos estructurales y de inventario

- Solicitud de punto
- Inventario de puntos de medida de clientes
- Solicitud de modificación Inventario de puntos de medida de clientes
- Respuesta a solicitud de Modificación inventario de puntos de medida de clientes
- Inventario de equipos de medida de clientes
- Solicitud de modificación de equipos de medida de clientes
- Respuesta a solicitud de modificación de equipos de medida de clientes
- Tipo de tarifa de acceso
- Cambio de comercialización

### 6. INFRAESTRUCTURA

#### 6.1 Comunicaciones entre registradores y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura

Se realizará de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.1 de este documento.

#### 6.2 Comunicaciones entre Concentrador Principal y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura.

Se realizará de acuerdo a lo indicado en el apartado 5.1.1. de este documento.

#### 6.3 Comunicaciones entre otros concentradores secundarios y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura.

Se realizará de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.3. de este documento.

#### **6.4 Comunicaciones entre Comercializadores y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura.**

En tanto no se desarrolle dicho protocolo específico se utilizarán los ficheros descritos en el documento "Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas".

##### **6.4.1 Características generales**

Deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Utilización de estándares existentes en el mercado.
- Homogeneidad en las soluciones adoptadas por los diferentes encargados de la lectura.
- Facilidad de integración con las distintas soluciones informáticas disponibles por comercializadores y distribuidores.
- Flexibilidad de configuración, permitiendo accesos tanto automáticos como manuales a la información disponible.
- Economía de explotación, evitando la utilización de productos con licencia, los desarrollos costosos de software y la utilización de equipos informáticos complejos.
- Seguridad de la información a intercambiar.

##### **6.4.2 Descripción**

El sistema adoptado deberá estar basado en arquitecturas cliente – servidor sobre Internet. El Encargado de la Lectura actuará como servidor mientras que los comercializadores actuarán como clientes.

El intercambio de información se realizará mediante ficheros, para lo cual el encargado de la lectura deberá disponer de un servidor en el cual existirán carpetas diferenciadas para cada comercializadora.

La comercializadora podrá conectarse manualmente al servidor, para lo cual necesitará únicamente un ordenador personal dotado de un navegador estándar con certificado digital, o podrá intercambiar la información de forma automática, para lo cual necesitará adicionalmente un software desarrollado específicamente.

##### **6.4.3 Procesos**

El sistema deberá soportar, de acuerdo a los formatos y procedimientos que se establezcan, los siguientes procesos:

- Publicación de ficheros por parte del Encargado de la Lectura.
- Envío de ficheros por parte de las comercializadores.
- Lectura automática por parte de la comercializadora de los ficheros publicados por el Encargado de la Lectura.
- Lectura automática por parte del Encargado de la Lectura de los ficheros enviados por el comercializador.
- Lectura manual por parte de la comercializadora de los ficheros publicados por el Encargado de la Lectura.

##### **6.4.4 Mecanismos de seguridad**

- Autenticación, mediante certificados digitales, de todas las entidades participantes, tanto distribuidores como comercializadores.
- Posibilidad de conexión cifrada en los intercambios de información.
- Seguridad incorporada en los servidores de ficheros para protegerlos de accesos no autorizados.
- Integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores.
- Trazabilidad de la información intercambiada, guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios.
- Aseguramiento de que cada agente tiene acceso únicamente a los datos de los que es partícipe.

#### **ANEXO I**

#### **INFORMACIÓN MÍNIMA A PONER A DISPOSICIÓN DEL RESTO DE PARTICIPANTES**

##### **De Encargados de la lectura a comercializadores**

- Curva de carga horaria de punto de medida (Puntos tipo 1, 2 y 3)
- Curva de carga horaria de punto frontera (Puntos tipo 1, 2 y 3)
- Cierres de contrato 1 (Puntos tipo 1, 2, 3 y 4 si aplica)
- Lecturas (saldos) de facturación (Puntos tipo 1 a 5).
- Eventos de registrador (Puntos tipo 1 a 5).
- Firmas de registrador.
- Configuración agregaciones.
- Medidas agregadas.
- Altas y /o modificaciones de puntos de medida (Puntos tipo 1 a 5).
- Inventarios de puntos de medida (Puntos tipo 1 a 5).

##### **De Encargados de la lectura y comercializadores al Operador del Sistema**

- – Altas de puntos frontera (Puntos tipo 1 y 2).
- – Curva de carga horaria de punto frontera (Puntos tipo 1 y 2)
- – Configuración agregaciones.
- – Medidas agregadas.
- – Cambios comercializador (Puntos tipo 1 y 2).