

Acta de corrección de errores del Protocolo, establecido de conformidad con el artículo 34 del Tratado de la Unión Europea, que modifica, en lo relativo a la creación de un fichero de identificación de los expedientes de investigación aduanera, el Convenio relativo a la utilización de la tecnología de la información a efectos aduaneros

La Secretaría General del Consejo de la Unión Europea, en calidad de depositario del Protocolo, establecido de conformidad con el artículo 34 del Tratado de la Unión Europea, que modifica, en lo relativo a la creación de un fichero de identificación de los expedientes de investigación aduanera, el Convenio relativo a la utilización de la tecnología de la información a efectos aduaneros, firmado en Bruselas el 8 de mayo de 2003, denominado en lo sucesivo «Protocolo»,

Tras comprobar que el texto del Protocolo, cuya copia autenticada se notificó a las Partes firmantes el 6 de junio de 2003, contenía varios errores en la versión española,

Tras informar a las Partes firmantes del Protocolo de dichos errores y de las propuestas de corrección,

Tras comprobar que ninguna de las Partes firmantes ha presentado objeción alguna,

Procede en el día de hoy a corregir dichos errores y elabora la presente Acta de corrección de errores, con las correcciones de la versión española del Protocolo anexa, cuya copia se comunicará a las Partes Contratantes.

ANEXO

Acta de corrección de errores del Protocolo aprobado con arreglo al artículo 34 del Tratado de la Unión Europea, que modifica, en lo relativo a la creación de un fichero europeo de identificación de los expedientes de investigación aduanera, el Convenio relativo a la utilización de la tecnología de la información a efectos aduaneros

(Página P/CONV/CIS/FIDE/es 9) (DO C 139 de 13.6.2003, página 4).

Donde dice: «TÍTULO V QUÁTER».

Debe decir: «CAPÍTULO V QUÁTER».

ESTADOS PARTE

	Firma	Mani. Consent.	E. vigor
(CE) COMUNIDAD EUROPEA.	08-05-2003		
ALEMANIA.	08-05-2003	30-04-2004	NOT 15-10-2007
AUSTRIA.	08-05-2003		
BÉLGICA.	08-05-2003		
BULGARIA.			AD 15-10-2007
CHIPRE.		15-07-2004	AD 15-10-2007
DINAMARCA.	08-05-2003	22-11-2004	15-10-2007
ESLOVAQUIA.		06-05-2004	AD 15-10-2007
ESLOVENIA.		08-07-2004	AD 15-10-2007
ESPAÑA.	08-05-2003	23-05-2005	NOT 15-10-2007
ESTONIA.		18-03-2005	AD 15-10-2007
FINLANDIA.	08-05-2003	16-01-2007	NOT 15-10-2007
FRANCIA.	08-05-2003	16-03-2006	NOT 15-10-2007
GRECIA.	08-05-2003		
HUNGRÍA.		31-08-2004	AD 15-10-2007
IRLANDA.	08-05-2003		
ITALIA.	08-05-2003		
LETONIA.		29-05-2007	AD 15-10-2007
LITUANIA.		27-05-2004	AD 15-10-2007
LUXEMBURGO.	08-05-2003	21-06-2005	NOT 15-10-2007

	Firma	Mani. Consent.	E. vigor
PAÍSES BAJOS.	08-05-2003	16-12-2005	NOT 15-10-2007
POLONIA.		18-11-2005	AD 15-10-2007
PORTUGAL.	08-05-2003		
REINO UNIDO.	08-05-2003		
REPÚBLICA CHECA.		28-01-2005	AD 15-10-2007
RUMANIA.			AD 15-10-2007
SUECIA.	08-05-2003	17-07-2007	NOT 15-10-2007

AD: Adhesión; NOT: Notificación.

El presente Protocolo entrará en vigor de forma general y para España, el 15 de octubre de 2007, de conformidad con lo establecido en su artículo 3, párrafo 4.

Lo que se hace público para conocimiento general.

Madrid, 30 de agosto de 2007.—El Secretario General Técnico del Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación, Francisco Fernández Fábregas.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

16478 REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

La aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, exige, de modo necesario, la implantación de un sistema de medidas homogéneo y efectivo de los tránsitos de energía entre las diversas actividades eléctricas.

Así, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los derechos y obligaciones básicos para los diferentes sujetos en relación con la medición del suministro, así como en el control de la calidad del suministro eléctrico.

El presente real decreto se apoya principalmente en la previsión contenida en la letra c) del artículo 26.2, la letra f) del artículo 41.1, y 48.1 de la Ley del Sector Eléctrico, tras la modificación operada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, en cuanto establecen obligaciones a cargo de los sujetos del sistema relacionadas con la medición del suministro.

El sistema de medidas previsto en el presente reglamento, constituye un elemento básico necesario para el funcionamiento de un mercado abierto y para efectuar la liquidación de la energía, dado que es necesaria la existencia de un sistema que permita la medición de los consumos y de los tránsitos de energía entre los diferentes sujetos y actividades eléctricas.

Este sistema permitirá, además, que la estructura de precios de la energía tenga como referencia los costes reales de suministro, haciendo posible que la demanda de electricidad pueda desempeñar un papel mucho más activo en el funcionamiento del mercado eléctrico.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, permitió establecer un régimen homogéneo de medidas, con la finalidad de garantizar que la libre competencia se desarrollara en igualdad de condiciones para todos los agen-

tes del sistema eléctrico nacional. En este real decreto se establecían las características del sistema de medidas, de los equipos de los sistemas y protocolos de comunicaciones, y además procedimientos necesarios para el correcto funcionamiento del proceso de medidas.

El avance en el proceso de liberalización del mercado, hizo necesario modificar el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, para permitir el ejercicio de la libertad de elección de los nuevos consumidores cualificados, haciendo posible la integración en un solo equipo y un único proceso de los datos necesarios para la liquidación de la energía y de las tarifas de acceso. Esta modificación se realizó mediante el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, manteniendo en lo fundamental su articulado, y haciendo en él sólo las reformas imprescindibles para conseguir la evolución del sistema de medidas.

La liberalización total del suministro desde el 1 de enero de 2003, propició que en el Real Decreto 1433/2002, 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, se recogieran los requisitos exigibles a las instalaciones y equipos de medida situados en fronteras cuya medida se realizara directamente en baja tensión, así como la definición de derechos y obligaciones de los diversos agentes implicados.

El Consejo de Ministros, en su reunión del día 25 de febrero de 2005, a propuesta del Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda y de los Ministros de Justicia, de Fomento, de Industria, Turismo y Comercio, de Administraciones Públicas y de Vivienda, adoptó un Acuerdo por el que adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad. Entre los mandatos se encuentra el asignado a la Comisión Nacional de Energía para que remita una propuesta de revisión de la normativa reguladora de los puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, de tal forma que con ello se lograra un único texto.

La Comisión Nacional de Energía, cumpliendo el mandato, remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la propuesta de actualización y refundición de la normativa reguladora de los puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.

Una vez recibida dicha propuesta, la Secretaría General de Energía procedió a elaborar un proyecto de real decreto que se remitió a la Comisión Nacional de Energía, para informe, considerándose sustanciado el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad. Por su parte, el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, señalaba en su disposición adicional segunda que, a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión.

De acuerdo con lo arriba señalado, en el presente real decreto se incorporan los aspectos relacionados con la telegestión al objeto de permitir el necesario desarrollo y adecuación de los sistemas y equipos de medida.

El presente desarrollo debe efectuarse de manera coordinada con la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, y sus disposiciones de desarrollo, donde se establecen una serie de controles metrológicos básicamente orientados a garantizar la calidad y precisión de la medida, y que es preciso complementar por cuanto las necesidades de datos de medida requeridos por distribuidores, comercializadores y en general, por el sistema eléctrico nacional y la lectura, transmisión y tratamiento de esos datos, supone un ámbito de regulación más amplio.

El régimen jurídico general que se establece en este reglamento se complementa con un conjunto de normas

concretas de carácter técnico facilitándose, de esta manera, su modificación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a fin de adaptarlas en cada momento al nivel de desarrollo tecnológico.

De acuerdo con la disposición final undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, este real decreto ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 24 de agosto de 2007,

DISPONGO:

Artículo único. *Aprobación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

Se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, cuyo texto se inserta a continuación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogados el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de clientes y generadores en Régimen Especial.

2. Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango contradigan lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución.

Disposición final segunda. *Habilitaciones normativas.*

1. Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de carácter exclusivamente técnico que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

2. Asimismo, se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar las disposiciones necesarias para la aprobación o modificación de los precios máximos a repercutir por prestación de servicios de los diversos agentes en relación con las actuaciones derivadas del presente real decreto y normas de desarrollo.

Disposición final tercera. *Aplicación y ejecución del real decreto.*

1. El operador del sistema presentará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su aprobación, en un plazo no superior a dos meses desde la entrada en vigor del presente real decreto los nuevos procedimientos de operación del sistema o la modificación de los ya existentes que fuera necesaria para la adecuación del Sistema de Medidas Eléctricas a lo dispuesto en el reglamento que se aprueba por el presente real decreto.

2. Para los equipos o dispositivos de medida y grupos de sujetos del sistema que presenten características singulares, se faculta a la Dirección General de Política

Energética y Minas para que establezca las condiciones singulares o particulares de aplicación del presente real decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Palma de Mallorca, el 24 de agosto de 2007.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo
y Comercio,
JOAN CLOS I MATHEU

REGLAMENTO UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

CAPÍTULO I

Normas generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. El objeto de este reglamento es la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El sistema de medidas del sistema eléctrico nacional estará compuesto por:

a) Los equipos de medida situados en los lugares siguientes:

En los puntos frontera entre las actividades de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, transporte y distribución.

En los límites de las redes de distribución de diferente titular.

En las interconexiones internacionales.

En los puntos de conexión de los clientes.

b) Los equipos del sistema de comunicaciones y por los sistemas informáticos que permitan la obtención y tratamiento de la información de medidas eléctricas.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de este reglamento se entenderá por:

1. Punto de conexión: el lugar concreto de la red donde se enlazan instalaciones correspondientes a distintas actividades, zonas de distribución o propietarios.

2. Punto frontera:

a) El punto de conexión de generadores, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, y clientes con las redes de transporte o distribución.

b) Los puntos de conexión de la red de transporte con la de distribución.

c) Los puntos de conexión de instalaciones de distribución propiedad de una empresa con instalaciones de

distribución propiedad de otra empresa distinta, con independencia de su régimen económico retributivo.

d) Las interconexiones internacionales.

3. Punto de medida: el lugar concreto de la red donde se conectan los equipos de medida, de forma que la energía registrada corresponde a la energía circulada por dicho punto. Cada punto de medida puede tener asociados tres tipos de configuraciones, de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo:

a) Configuración principal: Equipo de medida instalado en un punto de medida que se utiliza como medida única a efectos de lo dispuesto en este reglamento.

b) Configuración redundante: Equipo de medida instalado en el mismo punto que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de éste.

c) Configuración comprobante: Equipo o conjunto de equipos de medida instalados en el otro extremo de un sólo elemento (línea, transformador, etc.) respecto del contador principal. Las medidas de los equipos comprobantes pueden compararse con las del principal mediante un cálculo sencillo, que elimine el efecto del elemento de red que pudiera existir entre ambos.

4. Responsable del punto de medida: el titular del punto de medida y de las instalaciones de energía eléctrica donde se ubica dicho punto de medida. Tiene la obligación de mantener y conservar en perfecto estado de funcionamiento los equipos e instalaciones de medida de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo.

5. Participantes en la medida: los titulares de las instalaciones a ambos lados de la frontera donde se sitúa un punto de medida, así como el encargado de la lectura, los comercializadores y otros sujetos que, sin tener instalaciones, hayan establecido contratos de compraventa de energía eléctrica en ese punto. También se considerará como participante sin interés económico al operador del sistema.

En el caso de fronteras de clientes e instalaciones de generación en régimen especial, ambos directamente conectados con la red de transporte, se considerará participante en la medida a todos los efectos al distribuidor correspondiente, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y la normativa específica de la generación en régimen especial.

6. Sistema de medidas del sistema eléctrico nacional: conjunto compuesto por los siguientes elementos, incluido en cada caso su programa informático correspondiente:

a) Las instalaciones y equipos de medida eléctrica.

b) Los sistemas de comunicaciones para la lectura remota de la información, cuando existan.

c) Los sistemas de tratamiento de la medida del sistema eléctrico nacional, formados por el concentrador principal de Medidas Eléctricas y los concentradores secundarios.

d) Los terminales portátiles de lectura (TPL).

e) Los sistemas y elementos necesarios para realizar funciones de telegestión.

7. Equipo de medida básico: aquel que cumple con las características de constitución y funcionamiento mínimas requeridas para que pueda ser instalado en un determinado tipo de punto de medida en caso de que el presente reglamento permita la instalación de distintos equipos para el tipo de punto de medida del que se trate.

8. Verificador de Medidas Eléctricas: entidad autorizada por la Administración competente, para realizar las

funciones que se determinen en las instrucciones técnicas complementarias, especialmente las de verificación en origen y sistemática.

9. Verificación en origen: Es aquella verificación establecida en el presente reglamento que tendrá lugar con anterioridad a la primera instalación del equipo y antes de reinstalarlo tras una reparación.

10. Verificación sistemática: Son aquellas verificaciones establecidas en el presente reglamento de las que serán objeto las instalaciones de medida y sus equipos en los plazos previstos para cada tipo de equipo de medida.

11. Verificación individual: Es aquella verificación establecida en el presente reglamento que se llevará a cabo cada vez que uno de los participantes en la medida o el propio operador del sistema así lo solicite.

12. Encargado de la lectura: entidad responsable de realizar la lectura (ya sea en modo remoto, local o visual), poner la información a disposición del operador del sistema y del resto de participantes en la medida, así como otras funciones asociadas, para los puntos de medida con el alcance y condiciones que en cada caso se determine en este reglamento y disposiciones que lo desarrollen.

Son encargados de la lectura para todos los tipos de punto de medida:

1.º Puntos frontera de clientes:

a) La empresa distribuidora es el encargado de la lectura en relación con los datos requeridos para la facturación de las tarifas de suministro, las tarifas de acceso y la energía que haya de liquidarse en el mercado.

b) Cuando el cliente adquiera la energía mediante comercializadora, la empresa de distribución pondrá a disposición de la empresa comercializadora y del operador del sistema, en la forma que se defina, los datos requeridos para la liquidación de la energía en el mercado.

2.º Puntos frontera de generación en régimen especial:

La empresa distribuidora es el encargado de la lectura para las instalaciones de generación en régimen especial conectadas a sus redes que por el valor de su potencia nominal deban ser clasificadas en su conjunto como tipo 3 ó 5, según clasificación establecida en el artículo 6.

3.º Otros puntos frontera:

Para el resto de puntos frontera, el encargado de la lectura será el operador del sistema.

13. Instalación y equipos de medida: el conjunto formado por los transformadores de medida, el cableado, contadores, relés auxiliares, equipos de tratamiento y almacenamiento local de la información (en adelante, registrador), el módem (cuando proceda), el programa informático («software») y todo el equipo auxiliar necesario para garantizar la obtención de la medida con el grado de precisión adecuado.

14. Sistema de comunicaciones: conjunto de medios físicos y de programa informático («software»), que permiten transmitir o recibir la información de la medida a distancia por medio de cualquier soporte.

15. Concentrador principal de medidas eléctricas: sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas del sistema eléctrico nacional.

16. Concentradores de medidas secundarios: sistemas de captura y almacenamiento y, en su caso, tratamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su posterior envío al concentrador principal, u otros concentradores secundarios.

17. Concentradores intermedios: equipos instalados entre los concentradores secundarios y los contadores eléctricos con funciones de telegestión y telemedida, que

actúan de enlace entre ellos, gestionando las comunicaciones y almacenando registros de medidas de uno o varios puntos de suministro.

18. Red de acceso: infraestructura de comunicaciones desde el módem del registrador, excluido el módem, hasta la entrada al servidor de comunicaciones del concentrador secundario al que se conecta, y las comunicaciones entre concentradores secundarios.

19. Red troncal: infraestructura de comunicaciones que conecta los concentradores secundarios con el concentrador principal, así como la existente desde dicho concentrador principal hasta los registradores directamente conectados con él.

20. Lectura local: captación sin intervención del sistema de comunicaciones de los datos de medida de un registrador realizada mediante el acoplamiento al mismo de un terminal portátil de lectura (TPL).

21. Lectura remota: captación de datos mediante la intervención de algún sistema o canal de comunicación.

22. Lectura visual: captación de datos manual anotando las medidas que refleja el visor del equipo de medida.

23. Lectura provisional: las lecturas visuales, y las locales o remotas obtenidas mediante TPL o comunicaciones que no cumplan los requisitos de integridad y/o validación definidos en las instrucciones técnicas complementarias.

24. Lectura o medida firme: las lecturas locales y las remotas obtenidas mediante sistemas que cumplan los requisitos de integridad y validación definidos en las instrucciones técnicas complementarias. También tendrán la consideración de firmes las lecturas visuales de aquellos puntos de medida que no requieran de registro horario de energía, realizadas directamente por el encargado de la lectura.

25. Validación: proceso mediante el cual se determina la adecuación de las medidas eléctricas con los criterios de calidad establecidos en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo.

26. Estimación: proceso mediante el cual se infiere la lectura correspondiente a un determinado periodo y punto de medida mediante un procedimiento de cálculo basado en cualquier información de medidas distinta de la reglamentariamente definida como válida. Dicho proceso se establecerá en los procedimientos de operación del sistema.

27. Sistema de telegestión: sistema de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las distribuidoras eléctricas que, con las máximas garantías de integridad y seguridad, permite el acceso remoto a los contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura, gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada, gestión de la conexión/desconexión de suministros y otras funcionalidades, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas y los contadores eléctricos.

28. Procedimientos de Operación del Sistema: normas de carácter técnico e instrumental que regulan la gestión técnica del sistema eléctrico nacional, desarrolladas por el operador del sistema, de acuerdo con lo establecido en el 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.

29. Instrucciones técnicas complementarias: norma técnica adicional al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico mediante el que se regulan las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características.

Artículo 4. *Responsable del sistema de medidas.*

El operador del sistema es el responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, un procedimiento de comprobación de los procesos de lectura, alta o modificación de fronteras y tratamiento e intercambios de la información, con objeto de determinar el correcto funcionamiento del sistema de medidas.

En el uso de sus atribuciones, el operador del sistema podrá verificar todas las instalaciones del sistema de medidas de conformidad con el presente reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 5. *Tratamiento de la información.*

El operador del sistema recibirá y realizará el tratamiento de la información sobre medidas.

A este fin instalará y operará el concentrador principal de medidas eléctricas en las condiciones descritas en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Análogamente, los encargados de la lectura recibirán y realizarán el tratamiento de la información que corresponda así como su posterior puesta a disposición de los participantes en la medida y/o del operador del sistema, según corresponda y conforme a lo establecido en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias. A este fin instalarán y operarán los concentradores secundarios de medidas asociados a los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.

Artículo 6. *Determinación de los puntos de medida.*

Para cada punto frontera de una instalación, según se definen éstos en el artículo 3 del presente reglamento, se establecerá un punto de medida principal y, cuando así sea requerido, también se ubicará una configuración redundante o comprobante de acuerdo con los criterios y características que determinen las instrucciones técnicas complementarias.

En las instalaciones de generación, se establecerá además un punto de medida en bornes del grupo para la medición de la energía bruta generada, que podrá utilizarse en su caso como comprobante, sin perjuicio de las excepciones que la Dirección General de Política Energética y Minas autorice teniendo en cuenta las singularidades que ciertas instalaciones puedan presentar.

El responsable del punto de medida propondrá la ubicación del punto de medida principal que con carácter general coincidirá con el punto frontera, aplicando los criterios establecidos en las instrucciones técnicas complementarias, sin perjuicio de su posterior verificación. La ubicación del punto requerirá en cualquier caso la autorización del encargado de la lectura.

Excepcionalmente, previo acuerdo de los participantes en una medida y autorización del encargado de la lectura, se podrá establecer otro punto de medida principal cuya ubicación difiera del punto frontera, siempre que sea equivalente a dicho punto frontera y resulte imposible o excepcionalmente costosa su normal ubicación. En el caso de suministros en alta tensión inferior a 36 kV, podrá realizarse la medida en baja tensión, atendándose a lo dispuesto en la normativa correspondiente para la facturación de tarifas.

Las instrucciones técnicas complementarias establecerán los procedimientos para la fijación de puntos de medida alternativos y las correcciones a efectuar en las

medidas de forma que la medida corregida pueda considerarse igual a la energía circulada por el punto frontera.

La propuesta de punto de medida alternativo será comunicada a todos los participantes en la medida, los cuales dispondrán de un plazo de 30 días para formular objeciones. Si en el citado plazo no se recibieran objeciones, se entenderá otorgada la conformidad por todos los participantes al punto de medida alternativo. Los conflictos que se susciten en estos casos, se resolverán por la Comisión Nacional de Energía según lo establecido en la disposición adicional undécima.Tercero de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, independientemente de las actuaciones en vía jurisdiccional que pudieran producirse a instancia de cualquiera de las partes.

Idéntico procedimiento se seguirá para la medida redundante y comprobante cuando se requiera.

Artículo 7. *Clasificación de los puntos de medida y frontera.*

1) Son puntos de medida de tipo 1 los siguientes:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.

b) Puntos situados en las fronteras de generación cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.

c) Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.

2) Son puntos de medida de tipo 2: aquellos que no pudiendo clasificarse como tipo 1 sean:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW.

b) Puntos situados en las fronteras de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 450 kVA.

c) Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh.

3) Son puntos de medida de tipo 3: aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría.

4) Son puntos de medida tipo 4 los puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

5) Son puntos de medida tipo 5:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

b) Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

Para las centrales en régimen especial, que además adquieran energía como consumidor, el conjunto de la instalación se clasificará en el tipo que corresponda, conforme a la mayor de las potencias, nominal de generación o contratada como consumidor.

En las fronteras que deban ser clasificadas en su conjunto como de un tipo determinado, todos los puntos de medida utilizados para su cálculo deberán disponer de equipos de medida de, como mínimo, el tipo al que corresponde la frontera.

Por otra parte, aquellas instalaciones de generación que dispongan al menos de una frontera tipo 1, 2 ó 3, deberán disponer de equipos de medida de como mínimo tipo 3 en todas sus fronteras. Ello sin perjuicio de que los puntos de medida tipos 1 y 2 deban disponer de los equipos reglamentarios.

CAPÍTULO II

Equipos de medida

Artículo 8. *Modelo.*

1. Para poderse instalar en la red, los modelos de contadores, así como los equipos de medida, con reglamentación específica, deberán superar la evaluación de conformidad, según el control metrológico del Estado establecido en el capítulo II del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.

Aquellos aparatos o dispositivos para los que no se haya establecido reglamentación metrológica específica para la evaluación de la conformidad, requerirán autorización del modelo para su uso e instalación en la red y estarán sujetos a las verificaciones correspondientes. Estas autorizaciones tendrán siempre carácter transitorio, debiendo el solicitante obtener la evaluación de la conformidad correspondiente, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de dicha reglamentación, una vez ésta se dicte y sin perjuicio de poder obtener las prórrogas que la autoridad competente estime oportunas.

Cuando el equipo de medida no esté constituido por un único elemento integrado en una única envolvente, cada uno de sus elementos requerirá de la correspondiente evaluación de la conformidad o en su caso autorización del modelo para su uso e instalación en la red, que se podrá otorgar sobre el conjunto o por separado para cada uno de sus componentes. No obstante, los dispositivos utilizados para efectuar o dar soporte a la comunicación de datos se regirán por su normativa específica.

Cuando el modelo de contador incorpore registrador, puesto que la evaluación de la conformidad no alcanza al mismo, se requerirá adicionalmente la autorización del modelo para su uso e instalación en la red.

2. Para el resto de equipos de medida, contadores y en su caso dispositivos complementarios (incluidos transformadores y registradores) para los que no se haya establecido reglamentación metrológica específica, la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, la efectuará la administración competente en base a la siguiente documentación:

a) Solicitud de autorización del modelo para su uso e instalación en la red, dirigida a la Administración competente, indicando expresamente todos los diferentes tipos o variantes que comprende el modelo.

b) Memoria técnica descriptiva del modelo y sus diferentes tipos. Se deberán presentar dos ejemplares, original y copia, firmado por un ingeniero y visado por el colegio correspondiente.

c) Declaración de conformidad del fabricante o importador, especialmente respecto del registrador, con la funcionalidad y demás requisitos y condiciones exigibles, conforme al presente reglamento y demás condiciones de seguridad, compatibilidad electromagnética y otras normas de aplicación.

d) Certificado de ensayo expedido por un laboratorio oficialmente autorizado, de conformidad del aparato o dispositivo con la norma UNE o internacional que en cada caso se establece y sus modificaciones en vigor, o norma que la haya sustituido.

e) Certificado de validación del protocolo del registrador y de la disponibilidad de las funciones requeridas en su caso, expedido por el operador del sistema, en tanto no exista norma específica o no se hayan establecido los requisitos de ensayo de conformidad exigibles al registrador.

f) Documentación y requisitos exigibles de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electro-

magnética de los equipos eléctricos y electrónicos y, de conformidad con el régimen transitorio establecido en el anterior, en el Real Decreto 444/1994, de 11 de marzo, por el que se establecen los procedimientos de evaluación de la conformidad y los requisitos de protección relativos a compatibilidad electromagnética de los equipos, sistemas e instalaciones.

En el caso de no existir norma UNE o internacional de aplicación, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria Turismo y Comercio establecerá las condiciones y requisitos de ensayo de conformidad exigibles para su autorización.

Cuando el tipo de aparato de medida de que se trate se pretenda instalar en más de una comunidad autónoma, la autorización de modelo para su uso e instalación en la red concedida por la Administración competente de una comunidad autónoma será válida en todo el territorio nacional.

3. Cuando los contadores estáticos integrales o combinados, incorporen equipos sujetos a evaluación de la conformidad, conforme a las disposiciones establecidas en el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, junto con equipos o dispositivos no sujetos a dicha evaluación, estos últimos requerirán autorización de modelo para su uso e instalación en la red. Dicha autorización será válida en todo el territorio nacional. Los requisitos exigibles para otorgar dicha autorización serán los mismos que para el mismo equipo independiente y no integrado.

4. En el caso de contadores estáticos combinados que para la medida de energía activa sean de clases A, B y C, se requerirá la evaluación de la conformidad establecida en el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio. Para la medida de energía reactiva, clases 2 y 3, se requerirá autorización de modelo para su uso e instalación en la red, que será efectuada por la Administración pública competente, en base a un certificado de ensayos de conformidad a la norma UNE EN 62053 23 o norma que la sustituya.

Hasta que no se desarrolle la correspondiente reglamentación metrológica específica, si el contador combinado, para la medida de energía activa, fuera de clase 0,2, se requerirá, para esta parte, autorización de modelo para su uso e instalación en la red, que será efectuada por la administración competente, en base a un certificado de ensayos de conformidad a la norma UNE EN 62053 22 o norma que la sustituya.

5. En el caso de contadores estáticos de energía activa, clase 0,2S, y hasta que se desarrolle su reglamentación específica, se requerirá autorización de modelo para su uso e instalación en la red, que será efectuada por la administración competente, en base a un certificado de ensayos de conformidad a la norma UNE EN 62053 22 o norma que la sustituya.

6. Cuando el equipo de medida no sea combinado, en el caso de contadores estáticos de energía reactiva, clases 2 y 3, hasta que se establezca su reglamentación metrológica específica, la Administración competente al efectuar la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, exigirá un certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-EN 62053 22 o norma que la sustituya, exceptuando los ensayos que no sean de aplicación. Para los contadores de inducción de energía reactiva, clase 3, se exigirá certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-21310 parte 3.

7. Cuando se utilicen transformadores de medida, el certificado de conformidad se referirá a la norma UNE-EN 60044 o norma que la sustituya.

8. Los interruptores de control de potencia requerirán autorización del modelo para su uso e instalación en la red, exigiendo certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE 20317 o norma que la sustituya.

9. Para los interruptores horarios, la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, exigirá certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-EN 61038, UNE-EN 62054-21 o UNE-EN 62052-21 o norma que las sustituya.

10. Para aquellos equipos y dispositivos complementarios, como, entre otros, contadores combinados de energía activa y reactiva y equipos registradores, en tanto no exista reglamentación metrológica específica que les sea de aplicación, el certificado de ensayo de conformidad se referirá a aquellos ensayos y requisitos establecidos en las norma UNE o internacional que en cada caso pudieran ser de aplicación.

11. Cuando tampoco exista norma UNE o internacional de aplicación y hasta que el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo establezca las condiciones y requisitos de ensayo de conformidad exigibles para su autorización, la autoridad competente podrá otorgar autorizaciones de modelo basadas en una declaración de conformidad con las funcionalidades, requisitos y condiciones exigibles del fabricante o importador, junto con una memoria técnica descriptiva y otros ensayos que pudieran corresponder, en aplicación del mejor criterio técnico.

A tal efecto, cuando exista norma UNE o internacional, relativa a equipos de medida similares, pero de diferente clase de precisión, el certificado de ensayos se referirá a dicha norma, en lo que pudiera ser de aplicación, conforme al mejor criterio técnico y extrapolando los valores de error, clases de precisión e incertidumbres, en la misma proporción que la clase a la que se refiere la norma, respecto de la clase de precisión del equipo de medida a ensayar.

12. Los equipos en las instalaciones deberán haber sido verificados en origen de acuerdo a lo indicado en este reglamento y las instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 9. Equipos de medida básicos.

1. En general, el equipo de medida estará constituido por contador de energía activa, contador de reactiva, transformadores de medida y otros dispositivos complementarios que pudieran requerirse, como registradores, elementos de control de potencia, módem y relojes conmutadores horarios. Los anteriores elementos podrán disponerse de forma independiente, incluso compartiendo determinados dispositivos varios clientes, o bien constituir un único equipo integrado.

2. La instalación y equipos de medida, habrán de garantizar el suministro de los datos requeridos para la correcta facturación de las tarifas de suministro o acceso y la energía que haya de liquidarse en el mercado, incluyendo el término de facturación de energía reactiva y la medición o control de la potencia demandada.

Así, el registro de energía activa y reactiva será realizado en todos los sentidos y cuadrantes, respectivamente, en que sea posible la circulación de energía. En ambos casos, es opcional el emplear uno o más aparatos, según convenga.

3. Dispondrán de dispositivos de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota será opcional. Los equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no disponga de comunicaciones para la lectura remota, deberán estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. Para los puntos de medida de tipo 5 se estará a lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo.

4. Para permitir la lectura local y la parametrización de los equipos en modo local, los puntos de medida de

tipo 1 y 2, y los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de clientes, dispondrán de, al menos, un canal de comunicaciones apropiado, ya sea a través de un puerto serie RS-232 o un optoacoplador, con las características que establezcan las instrucciones técnicas complementarias. Los equipos de los puntos tipo 3 de cliente y los tipos 4 y 5 dispondrán necesariamente de un optoacoplador.

5. Los equipos de medida deberán disponer de al menos un integrador totalizador o elemento visualizador de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, incluso cuando la opción horaria o por períodos sea la elegida, durante un tiempo no inferior a seis meses para todos los puntos de medida.

6. Asimismo, las instalaciones de medida de clientes deberán disponer de los dispositivos necesarios para que la empresa distribuidora controle la potencia demandada por el cliente. Estos elementos con función de control de potencia podrán integrarse en los equipos de medida. En el caso de los clientes de baja tensión, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición los dispositivos necesarios en régimen de alquiler.

En los puntos de medida tipos 1, 2, 3 y 4 el control de la potencia se efectuará mediante máxímetros. Se requerirán seis máxímetros en todos estos puntos, con un periodo de integración de 15 minutos.

En los puntos tipo 5 el equipo deberá disponer de capacidad para controlar la potencia demandada tanto mediante máxímetros como otros elementos con función de limitación de la potencia. El propio contador podrá, mediante algoritmo simplificado de seguimiento de la curva de actuación, realizar dicha función, ajustando de forma dinámica la referencia de intensidad máxima al contrato o requisitos de gestión de la demanda establecido en cada momento.

Los elementos de limitación de potencia se colocarán preferentemente integrados en el propio equipo de medida, para lo que deberán ser reenganchables desde el domicilio del contrato o de reenganche automático. En el caso de no ubicarse en la centralización de contadores, se colocará lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual.

7. Se instalarán registradores con carácter general en los puntos de medida tipo 1, 2, 3 y 4, los cuales podrán estar integrados en un contador combinado o constituir un dispositivo independiente de los contadores. Cada registrador podrá almacenar información de uno o más equipos de medida, con las condiciones que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.

El registrador de puntos de medida tipo 1, 2 y 3 deberá tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de las tarifas de acceso o suministro (energías activa y reactiva y valores de potencia), con la periodicidad y agregación que exija la normativa tarifaria correspondiente. Cuando ésta no requiera un periodo de integración menor, el registro de energía activa será horario.

Los equipos de los puntos de medida tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Así mismo, los equipos tendrán capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso.

Los equipos básicos tipo 5 deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una

hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

8. Los equipos de medida tipo 5, deberán estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente.

El sistema de telegestión y telemedida desarrollado por cada encargado de la lectura, los equipos asociados y, en su caso, los protocolos específicos, habrán de ser autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que, a tal efecto, establezca el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Una vez obtenida la autorización, el encargado de la lectura podrá sustituir los equipos de medida, aun cuando no sean de su propiedad. En este último caso, si además la sustitución del equipo es decisión del propio encargado de la lectura y no está motivada por el Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, ésta no generará coste alguno para su propietario ni cobro en concepto de alquiler, durante el periodo restante de vida útil del equipo sustituido, con un máximo de 15 años. Si el cliente optara por adquirir un equipo en propiedad, dicho equipo deberá cumplir con las especificaciones que establezca el distribuidor.

Administrativamente se fijará el precio regulado de alquiler de los equipos.

Estos sistemas estarán constituidos por los siguientes elementos: los equipos de medida y de control (contador, elementos con función de control de potencia, interruptores, displays, etc.), ubicados en el punto de medida; el sistema informático de gestión, que gestiona los flujos de información y el funcionamiento de los equipos de medida y control, y el sistema de comunicación entre ambos. Adicionalmente, podrán instalarse concentradores intermedios que actúen de enlace entre los equipos de medida y control y el sistema informático de gestión.

Las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión serán los indicados a continuación, sin perjuicio de que el encargado de la lectura pueda implementar en el sistema funcionalidades adicionales:

Lectura remota de los registros de energía activa y reactiva, así como de potencia, necesarios para la facturación de las energías y las tarifas, u otros usos que le fueran requeridos, tales como la inclusión en un panel representativo de consumidores.

Lectura remota de los registros de los parámetros de calidad.

Parametrización del equipo de medida de forma remota, incluyendo la configuración de los periodos de discriminación horaria y la potencia contratada.

Activación del modo de control de la potencia demandada, maxímetro o dispositivo de control de potencia.

Sincronización periódica remota con los concentradores.

Control remoto de la potencia: corte y reconexión del suministro, tanto para la gestión de altas y bajas de suministros como para la ejecución de planes de gestión de la demanda.

Por último, el sistema deberá disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.

9. Podrán integrarse en los sistemas de telegestión y telemedida previstos en el punto anterior, los equipos ubicados en fronteras tipo 4, siempre que dichos equipos cumplan, además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemedida, todos los requisitos establecidos en el presente reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso; con la excepción de los protocolos de comunicaciones, que podrán ser especí-

ficos, según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 20 de este reglamento.

10. La clase de precisión de los transformadores de medida y los contadores de energía activa y reactiva que deberán cumplir los equipos de medida se resume en el siguiente cuadro:

Tipo de punto	Clase de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	0,2	0,2 S	≤ 0,2 S	≤ 0,5
2	≤ 0,5	≤ 0,5 S	≤ C	≤ 1
3	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
4	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
5			≤ A	≤ 3

11. Asimismo, todos los equipos de medida correspondientes a puntos de medida de clientes incorporarán registro de los parámetros relativos a la calidad del servicio. Dichos registros habrán de recoger al menos el número y duración de cada una de las interrupciones de suministro de duración igual o superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida, así como el tiempo en que la tensión de línea esté fuera de los límites permitidos por exceso y por defecto.

Artículo 10. Excepciones a los equipos básicos.

1. El cliente o en su caso titular de la instalación de generación, podrá optar a su costa por disponer de equipos de medida de calidad o precisión superior a los requeridos para el tipo de punto de medida en el que se encuentra clasificado, sin que ello implique modificación alguna de los procedimientos de estimación de medida y liquidación correspondientes al tipo de equipo reglamentario de que se trate y, asumiendo en todos los casos, el sobrecoste que pueda implicar para el encargado de la lectura.

2. También se podrán instalar, a petición del cliente y con cargo al mismo, equipos de medida de funcionamiento por monedas, tarjetas u otros sistemas de autocontrol, que se acomodarán a la estructura tarifaria vigente. Estos equipos de medida deberán ser de modelo aprobado o tener autorizado su uso y contar con verificación primitiva o la que corresponda y precintado, así como cumplir con el resto de requisitos técnicos y de lectura establecidos en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 11. Instalaciones de generación que comparten conexión.

Cuando varias instalaciones de generación compartan instalaciones de evacuación para su conexión con las redes de transporte o distribución, en ausencia de acuerdo entre ellas y el gestor de la red autorizado por el órgano competente, las energías activa y reactiva medidas en frontera se asignarán a cada instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas. Para ello, además del correspondiente punto de medida global correspondiente al punto frontera con la red, deberán instalarse equipos para medida individualizada de potencia activa y reactiva en cada una de las instalaciones.

Por lo tanto, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 5 del presente reglamento, en el punto de conexión se establecerá una configuración principal y, cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante. Por otro lado se establecerá, así mismo, una configuración

principal, y cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante en cada una de las instalaciones de generación.

Los procedimientos de operación del sistema establecerán el mecanismo de cálculo para el reparto de energías y/o pérdidas.

Artículo 12. *Responsables de los puntos de medida.*

1. Serán responsables de la instalación de medida y de sus equipos:

a) La empresa generadora, tanto en régimen ordinario como especial, es responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada con la red por una central de generación.

En los puntos de conexión de varias instalaciones de generación con las redes de transporte o distribución, todos los titulares de estas unidades de generación serán solidariamente responsables del punto de medida global. Por acuerdo entre ellos se designará un interlocutor con los operadores y administraciones competentes.

b) El cliente es el responsable de la instalación y equipos que miden su consumo.

c) El operador del sistema es el responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada en las interconexiones internacionales.

d) La empresa de distribución es la responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada en los puntos frontera de su red con la red de transporte.

e) En todos los demás casos, la responsabilidad sobre la instalación y equipos de medida corresponderá al sujeto que normalmente adquiere energía.

2. Otras responsabilidades:

a) El responsable de un equipo de medida lo será de la instalación de medida y del mantenimiento, operación y verificación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. La responsabilidad alcanza a todos los costes inherentes a dichos equipos e instalación de medidas, excepto para los puntos frontera de clientes.

La conexión o desconexión de los equipos de medida de clientes siempre la realizará el distribuidor, el cual debe alquilar dichos equipos en su configuración básica, excepto los transformadores, a los clientes con puntos de medida tipos 3, 4 ó 5 conectados con su red, al precio legalmente establecido, si así lo desean, e informarles de que pueden, asimismo, alquilarlos a terceros, o bien adquirirlos en propiedad.

El precinto de los distintos equipos y circuitos de medida podrá ser realizado por el encargado de la lectura o el verificador de medidas eléctricas.

En el caso de que sea necesario realizar una modificación en las instalaciones de enlace como consecuencia de la instalación del nuevo equipo de medida, el cliente debe realizar dicha adecuación de sus instalaciones soportando el coste que esto supone.

b) El responsable del punto de medida lo será, igualmente, de gestionar con los operadores telefónicos el medio y vía de comunicación y poner la lectura en correctas condiciones a disposición del operador del sistema en el interfaz de acceso a la red troncal, para su registro en el concentrador principal de medidas eléctricas en los casos en que sea el operador del sistema el encargado de realizar la lectura.

Análogamente será responsable de poner la lectura en correctas condiciones en el interfaz de acceso a la red

del concentrador secundario, en el caso de que se efectúe la lectura remota mediante un concentrador secundario.

c) El responsable del punto de medida que por requerimiento normativo está dotado de comunicaciones será siempre responsable de las mismas, debiendo garantizar el acceso remoto al encargado de la lectura.

d) El responsable del punto de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, deberá garantizar el acceso físico al mismo del operador del sistema, del verificador de medidas eléctricas, del encargado de la lectura, de los demás participantes en la medida, de la Comisión Nacional de Energía y de las Administraciones competentes, en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación, verificación e inspección en su caso.

3. Los encargados de la lectura mantendrán un inventario actualizado de los puntos frontera y puntos de medida que les correspondan como tales encargados. En el mismo incluirán los equipos de medida, su disposición y sus responsables. Para la inclusión en el inventario y puesta en servicio de un equipo de medida, éste deberá cumplir los requisitos exigidos por el presente reglamento y demás disposiciones vigentes en la materia. El encargado de la lectura velará por el cumplimiento de lo previsto en el presente reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias, debiendo poner en conocimiento del operador del sistema o de la Comisión Nacional de Energía, en el ámbito de sus respectivas competencias, cualquier irregularidad observada.

4. La actividad y funciones del encargado de la lectura podrán ejercerse directamente por su titular, o bien éste podrá optar por ejecutarlas mediante entidades autorizadas al efecto por la Administración competente, o con medios no directamente vinculados con dicho titular. No obstante, el titular continuará siendo plenamente responsable del cumplimiento de las obligaciones y ejercicio de los derechos que legalmente corresponden al encargado de la lectura.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la Comisión Nacional de la Energía, establecerá los requisitos y condiciones exigibles para obtener la mencionada autorización, que será otorgada por las comunidades autónomas con competencia en la materia, cuando la actividad se pretenda ejercer tan sólo en el ámbito territorial de dicha comunidad autónoma, o por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando abarque territorios de más de una comunidad autónoma. No podrán actuar como encargados de la lectura las sociedades mercantiles que realicen actividades de producción o de comercialización, tanto de energía eléctrica como de gas.

5. Aquellos distribuidores encargados de la lectura, que en virtud de la disposición transitoria undécima, sobre régimen retributivo especial para distribuidores, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y mientras la mencionada disposición se encuentre en vigor, adquieran energía a tarifa D, no podrán descontar los consumos de los clientes que adquieran su energía libremente en el mercado conectados a sus redes de la energía adquirida al distribuidor o distribuidores que le suministren, mientras no hayan remitido al operador del sistema, conforme a los requisitos establecidos en este reglamento y las disposiciones que lo desarrollan, la información de las medidas de dichos consumos con el adecuado desglose por tipo de punto de suministro, tarifa de acceso, nivel de tensión y comercializador asociado.

6. Cada punto de medida dispondrá de un código de identificación que será único, permanente e inequívoco en todo el sistema de medidas del sistema eléctrico nacional. Dicho código será asignado por su encargado de la lectura conforme al procedimiento de asignación de códigos establecido por procedimiento de operación

del sistema, garantizándose la irrepetibilidad e identificación inequívoca del punto de medida, así como un formato común que permita su tratamiento informático masivo.

7. A los efectos de lo dispuesto en el presente reglamento, en el caso de fronteras y puntos de medida de clientes e instalaciones de generación en régimen especial, ambos directamente conectados con la red de transporte, el distribuidor correspondiente tendrá los mismos derechos y obligaciones previstos para el caso en que estén conectados a su red de distribución.

Artículo 13. *Seguridad y acceso a la información.*

1. Las instrucciones técnicas complementarias establecerán:

a) Las condiciones de acceso a la información y las medidas de seguridad asociadas.

b) La forma en que cada participante en la medida pueda acceder directamente a los equipos de medida, mediante comunicaciones, terminal portátil que se le conecte o mediante lectura visual.

Sólo los participantes en una medida tienen derecho a acceder directamente a la lectura de los equipos de medida y comprobación de su programación, en relación con los datos que le correspondan, de acuerdo con las restricciones de acceso que se establezcan.

2. Los responsables de los equipos deberán facilitar a los encargados de la lectura los programas informáticos y las claves necesarias para realizar la lectura local y, en los casos en que existan comunicaciones, deberán facilitar los programas informáticos y las claves necesarias para realizar la lectura remota, así como otras claves que se puedan requerir para otras operaciones, de acuerdo con la función de cada sujeto.

La carga de claves y la programación del registrador sólo podrán ser efectuadas por el encargado de la lectura o, en su ausencia, cuando se rebasen los plazos legalmente establecidos, por el verificador de medidas eléctricas y conforme con las condiciones que se especifiquen en las instrucciones técnicas complementarias.

Las instrucciones técnicas complementarias determinarán los requisitos y condiciones relativos al precintado y desprecintado de equipos.

3. La seguridad e integridad de la información que se adquiere a través de concentradores secundarios de carácter voluntario estará garantizada por firma electrónica, con los requisitos establecidos en la Ley 59/2003, de 19 de diciembre, de Firma Electrónica, o la norma que la sustituya. Los encargados de la lectura no podrán en ningún caso obtener datos de medida agregados a través de concentradores secundarios de carácter voluntario.

Artículo 14. *Sustitución de los equipos.*

1. Los equipos de medida o algunos de sus elementos serán reemplazados cuando se averíen o cuando alguno de los participantes en la medida solicite su sustitución por otro de calidad superior. Cuando la sustitución se realice a petición de un participante, éste correrá con los gastos que ocasione, que se determinarán de acuerdo con lo que dispongan las instrucciones técnicas complementarias.

2. Cuando exista un equipo redundante que no comparta transformadores o comprobante que cumpla las condiciones que se especifiquen en las instrucciones téc-

nicas complementarias, los plazos para la sustitución de los equipos, salvo causas de fuerza mayor, serán los siguientes:

a) El plazo máximo para la sustitución de transformadores de medida será de seis meses.

b) El plazo máximo para la sustitución de contadores-registradores será de dos meses.

3. Se podrán ampliar en un mes los plazos anteriores por acuerdo entre los participantes en la medida, siempre que con ello no perjudique a terceros. Estos acuerdos deberán hacerse públicos siguiendo los procedimientos que se indiquen en las instrucciones técnicas complementarias.

4. Cuando no exista un equipo redundante o comprobante que cumpla las condiciones que se especifiquen en las instrucciones técnicas complementarias, la sustitución de elementos del equipo de medida se realizará de forma inmediata, con un plazo máximo de 15 días, incluidos los transformadores de medida, a partir del conocimiento del hecho por parte de su encargado de la lectura, salvo circunstancias excepcionales de la explotación o por necesidades de continuidad de servicio, en cuyo caso se realizarán a la mayor brevedad posible.

5. El responsable del equipo deberá adaptar sus instalaciones y equipos a lo previsto reglamentariamente. En caso de que el equipo sea propiedad del cliente, la empresa distribuidora deberá comunicar al cliente la obligación de sustituir el equipo según los plazos establecidos. Transcurridas dos notificaciones sin que el cliente haya expresado su voluntad de proceder a instalar por sí mismo el equipo, la empresa distribuidora deberá proceder a su instalación, facturando en este caso, además de los derechos de enganche vigentes, el precio reglamentariamente establecido para el alquiler del equipo.

En aquellos casos en que el distribuidor se vea imposibilitado a instalar el equipo de medida, podrá proceder a la suspensión del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 85 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Artículo 15. *Corrección de registros de medidas.*

Las incidencias justificadas de los equipos de medida que definan las instrucciones técnicas complementarias, darán lugar a nuevos registros de medida que podrán conducir a nuevas liquidaciones y, en su caso, a nuevas facturaciones a clientes y productores. Cuando sea posible determinar la fecha en que se produjo la avería, las correcciones se aplicarán desde esa fecha. En ningún caso, las correcciones podrán extenderse más allá de los doce meses anteriores a la petición de la verificación o a la detección del defecto.

En ningún caso las nuevas liquidaciones darán lugar a la modificación de las liquidaciones efectuadas por el operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas según lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación. En este supuesto, las liquidaciones nuevas se realizarán de acuerdo a lo que a tal efecto se establezca en los procedimientos de operación del sistema, tomando como base el precio final horario correspondiente. En el caso de clientes o generadores conectados o asociados a redes de distribución, los cobros o pagos que resulten de dicha liquidación se facturarán con el distribuidor correspondiente.

CAPÍTULO III

Verificación e inspección

Artículo 16. *Verificación de instalaciones y equipos de medida.*

1. Los equipos de medida que no dispongan de reglamentación metrológica específica, deberán someterse a la verificación en origen y las verificaciones sistemáticas establecidas en el presente reglamento y normas de desarrollo.

2. La verificación de la instalación de puntos de medida y sus equipos asociados la realizará un verificador de medidas eléctricas, que será una entidad sin interés económico en la medida, debiendo ser independiente de los participantes con interés económico en el punto de medida. No obstante, para todos los puntos frontera con la red de transporte, las fronteras distribución-distribución, las conexiones internacionales y todos los puntos frontera de generación cuyo encargado de la lectura sea el operador del sistema, dicha entidad sólo podrá ser el propio operador del sistema. Los requisitos y condiciones exigibles a estas entidades para su autorización serán establecidos mediante orden ministerial a propuesta del Centro Español de Metrología y previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

3. Las instalaciones de medida y los contadores de los puntos tipo 1 y 2, y los tipo 3 de generación, deberán ser verificados por un verificador de medidas eléctricas autorizado antes de tres meses desde su inclusión en el sistema de medidas. La primera verificación sistemática del resto de puntos de medida tipo 3 será realizada antes de que finalice el periodo de diez años desde su puesta en servicio.

4. Las instalaciones de medidas y los contadores de energía situados en puntos de medida tipo 1, 2 y 3 serán sometidos a verificaciones sistemáticas con los plazos en años que se indican a continuación:

Tipo de punto	Periodicidad
1	2
2	5
3	5

Las verificaciones de contadores tipo 4 y 5 se podrán efectuar con carácter individual o por el procedimiento de lotes.

5. Una vez instalados los equipos de medida en la red, el encargado de la lectura, precintará los equipos de medida y asociados y se realizará la primera verificación sistemática. La entidad que realice la verificación coordinará con el responsable de la instalación de medida la realización de la verificación a la que podrán asistir todos los participantes en la medida, debiendo comunicar al resto de participantes la fecha de realización de ésta con antelación suficiente.

6. En las verificaciones sistemáticas, el encargado de la lectura precintará y desprecintará, excepto que el mismo no esté presente, en cuyo caso el verificador de medidas eléctricas habrá de desprecintar e imponer sus propios precintos. En ese caso, el encargado de la lectura habrá de sustituir dichos precintos por los suyos tan pronto como sea posible.

7. Los gastos que ocasionen las verificaciones correrán a cargo del responsable del punto de medida, que será quien designe al verificador de medidas eléctricas, entre los que cumplan los requisitos que se establezcan y estén autorizados al efecto.

El precio máximo de la verificación a aplicar por el verificador de medidas eléctricas, lo establecerá el Gobierno mediante real decreto y se actualizará anualmente o cuando circunstancias especiales así lo aconsejen.

8. A requerimiento de cualquier participante en una medida se podrán efectuar verificaciones fuera de los plazos establecidos. Si se supera la verificación realizada a petición de algún participante, los gastos que ocasione la prueba correrán por cuenta de quien la solicitó, y, si no se supera, por cuenta del responsable del punto de medida. Estas verificaciones se realizarán con el mismo alcance y condiciones que las verificaciones sistemáticas.

9. Los equipos o componentes encontrados defectuosos durante una verificación serán objeto de reparación o sustitución, según se indique en las instrucciones técnicas complementarias. Dicha reparación o sustitución se realizará con la mayor brevedad posible, sin rebasar nunca los plazos establecidos en el artículo 13 de este reglamento.

La reparación se efectuará por un reparador inscrito a tal efecto en el registro de control metrológico establecido por el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida. En el caso de que no exista reglamentación específica, y una vez reparado, el equipo de medida se someterá a la verificación en origen por un verificador de medidas eléctricas o si no fuera posible se someterá a la primera verificación sistemática simultáneamente con su instalación en la red.

Artículo 17. *Inspección de instalaciones y equipos de medida.*

De conformidad con el apartado Tercero.1.octava, de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las instalaciones de medida, sus equipos y las verificaciones efectuadas, el cumplimiento por los verificadores de medidas eléctricas de la autorización concedida, así como las actuaciones relativas al presente reglamento y normas de desarrollo efectuadas por los sujetos implicados.

Dichas inspecciones se realizarán con la colaboración técnica del Centro Español de Metrología, pudiendo requerir, asimismo, la colaboración del operador del sistema.

Asimismo, podrá ser objeto de inspección o comprobación, por los órganos competentes de las comunidades autónomas en el ámbito de sus respectivas competencias, cualquier instalación y equipo de medida, así como las actuaciones relativas al presente reglamento y normas de desarrollo efectuadas por los sujetos implicados. Dichas inspecciones o comprobaciones no tendrán nunca el carácter de verificación de las previstas en el presente reglamento.

CAPÍTULO IV

Sistemas y protocolos de comunicaciones

Artículo 18. *Redes del sistema de comunicaciones.*

En general, el sistema de comunicaciones para toma de medidas está formado por las redes de acceso y troncal, según se definen en el artículo 3.

Ambas redes pueden compartir el mismo soporte físico.

Artículo 19. *Modos de conexión.*

La conexión de un equipo de medida al concentrador principal podrá ser directa o a través de concentrador secundario, según decida el responsable del equipo de medida, para los puntos tipo 1 y 2, excepto en el caso de clientes, que se conectarán siempre mediante concentrador secundario.

Para el resto de puntos de medida, la conexión del equipo con el concentrador principal será a través del concentrador secundario del encargado de la lectura.

Cuando la empresa comercializadora disponga de concentrador secundario, podrá transferir al concentrador principal la información que se determine por las instrucciones técnicas complementarias, sin perjuicio de que la transferencia de dichas medidas al concentrador principal deba ser realizada en cualquier caso por el distribuidor como encargado de la lectura.

Esta información facilitada por los comercializadores sólo podrá ser utilizada por el operador del sistema en el proceso de estimación de medidas, siempre que se carezca de las medidas procedentes del encargado de la lectura.

Artículo 20. *Inventario y características de los equipos de comunicaciones.*

El operador del sistema mantendrá un inventario actualizado de los equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la red troncal y de aquellos otros equipos que proporcionen la garantía de integridad que se establezca en las instrucciones técnicas complementarias, con exclusión de los elementos pertenecientes a redes públicas de comunicación.

De igual modo procederán los encargados de la lectura respecto de las líneas de comunicación conectadas con su concentrador secundario.

Los equipos de comunicaciones deberán estar homologados o normalizados, según proceda, y cumplirán las normas que les sean de aplicación sobre seguridad industrial y ordenación de las telecomunicaciones.

Artículo 21. *Medios y protocolos de comunicación.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 del presente artículo, el operador del sistema definirá y actualizará los medios y protocolos válidos en la red troncal y de acceso, tanto para la comunicación local como la remota, cuyas características se establecerán en las especificaciones técnicas del concentrador principal. En la elección de dichos medios y protocolos se tendrá en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas.

2. No obstante, los responsables de los equipos de medida y los titulares de los concentradores secundarios podrán solicitar al operador del sistema que incorpore a la red troncal nuevos medios y protocolos. El operador del sistema procederá a su incorporación, siempre que las propuestas cumplan con los criterios de calidad mínimos para garantizar la funcionalidad y seguridad definidas en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Asimismo, el titular de un concentrador secundario podrá solicitar al operador del sistema la utilización de líneas dedicadas ya existentes para comunicación entre ambos, siempre que puedan soportar los nuevos requerimientos de información y que no sean incompatibles con las especificaciones técnicas que se establezcan para el concentrador principal. En cualquier caso, el solicitante correrá con los gastos ocasionados por la incorporación de su propuesta a la red troncal.

3. Para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5 por parte de su encargado de la lectura se podrán utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc. Los protocolos de comunicaciones serán preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida, no siendo de aplicación en este caso lo previsto en el punto 1 del presente artículo. No obstante, dichos protocolos podrán ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión.

4. Las instrucciones técnicas complementarias podrán establecer restricciones por motivos de seguridad en la utilización de medios y protocolos de comunicación.

Artículo 22. *Gestión del sistema de comunicaciones.*

1. El operador del sistema será responsable de definir la red troncal y disponer los medios necesarios para la conexión del concentrador principal a la misma.

2. El responsable de un equipo de medida lo será también de la instalación, mantenimiento y operación de los equipos de comunicaciones necesarios hasta su conexión a la red troncal o red de acceso según corresponda, excepto cuando se trate de clientes tipo 3, 4 ó 5, en cuyo caso la responsabilidad recaerá sobre el sujeto que efectúe la solicitud de la comunicación.

CAPÍTULO V

Equipamiento y funciones de los concentradores

Artículo 23. *Concentrador principal.*

El operador del sistema será el propietario del concentrador principal de medidas eléctricas y será responsable de su instalación, mantenimiento y administración, así como de la adaptación permanente de los equipos a las necesidades del sistema de medidas eléctricas y a la evolución tecnológica.

Las especificaciones técnicas del concentrador principal deberán estar en consonancia con los requisitos establecidos en el presente reglamento y en sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 24. *Concentradores secundarios.*

La instalación de los concentradores secundarios tendrá carácter voluntario excepto para los encargados de la lectura que deberán instalar concentradores secundarios con las características que se señalen en las instrucciones técnicas complementarias.

Cuando una empresa de distribución adquiera habitualmente energía eléctrica a través de uno o más puntos frontera de otra empresa de distribución, podrá previo acuerdo de las partes traspasar sus derechos y obligaciones en relación con el establecimiento de un concentrador secundario, a la empresa de distribución a la que está conectada, o bien podrá instalar un concentrador secundario compartido con otras empresas de distribución que se encuentren en idéntica situación.

Cuando existan concentradores secundarios ajenos al concentrador secundario del encargado de la lectura, los registradores conectados mediante comunicaciones con el primero, podrán ser leídos por el encargado de la lectura a través de dicho concentrador, siempre que sea posible, se disponga de firma electrónica y se garanticen todos los requisitos exigibles en relación con las lecturas. El encargado de la lectura podrá obtener éstas directamente de este concentrador secundario o exigir el acceso hasta cada registrador. En todo caso, el titular del concentrador secundario está obligado a facilitar el acceso y todo lo que se pueda requerir para que el encargado de la lec-

tura efectúe adecuadamente dichas lecturas. En caso de desacuerdo se someterá a la Comisión Nacional de Energía, la cual resolverá con carácter vinculante.

El operador del sistema mantendrá un inventario actualizado de todos los concentradores secundarios que actúan en el sistema de medidas y de sus titulares. Para la inclusión en el inventario y puesta en explotación de un concentrador secundario, éste deberá cumplir los requisitos exigidos por este reglamento y por las instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 25. *Información contenida en los concentradores.*

El operador del sistema, como responsable del concentrador principal, recibirá la información con el grado de desagregación que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.

El concentrador principal actuará como servidor de datos para todos los puntos de medida cuyo encargado de la lectura sea el operador del sistema. Las instrucciones técnicas complementarias detallarán la información y grado de desagregación que deberá contener.

Los concentradores secundarios del encargado de la lectura actuarán igualmente como servidores de datos en relación con los puntos de medida a él asociados, debiendo recibir la información que se determine en las instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 26. *Acceso a la información contenida en los concentradores.*

1. La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación de este reglamento tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo podrá hacerse con consentimiento expreso de los afectados. No obstante, los participantes recibirán la información que resulte imprescindible para realizar sus funciones y podrán obtener certificaciones de dicha información de su encargado de la lectura.

2. El operador del sistema gestionará el acceso a la información del concentrador principal, de forma que se garantice su confidencialidad, en los términos descritos en el presente reglamento y normas que lo desarrollen.

3. Los titulares de concentradores secundarios serán plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que dispongan. Dicha responsabilidad no podrá delegarse ni transferirse a terceros, sin perjuicio de que la propiedad, gestión, explotación o mantenimiento del concentrador secundario pueda corresponder a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular. En estos supuestos, la entidad titular habrá de establecer con los responsables de los puntos de medida los pactos que en cada caso se puedan requerir.

En todo caso, el responsable del punto de medida podrá reclamar del encargado de la lectura todos los datos que sobre él disponga, incluso en soporte informático.

En el caso de que la propiedad, gestión, explotación o mantenimiento del concentrador secundario corresponda a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular, dicho concentrador no podrá ser compartido por empresas que realicen actividades incompatibles de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

4. La información contenida en el sistema de medidas que no sea de clientes estará sometida a los preceptos sobre publicación de información que establezca la normativa que regula el funcionamiento del mercado de producción eléctrica.

5. En el ejercicio de sus respectivas competencias o funciones, podrán acceder a la información de medidas

contenida en el concentrador principal y en los secundarios, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de Energía. Estas entidades y el operador del sistema podrán publicar información agregada de medidas de clientes, así como del resto de puntos conforme a lo previsto en el apartado 4 anterior.

Artículo 27. *Canales de comunicación con los usuarios.*

El acceso de los usuarios a los concentradores principal y secundarios para consulta de datos se realizará mediante los canales de comunicación y procedimientos que establezcan los procedimientos de operación del sistema con objeto de garantizar su seguridad. Además de la seguridad, en la selección de los canales se considerarán como criterios prioritarios que sean accesibles para el mayor número posible de usuarios actuales y potenciales, y que el coste para el usuario sea mínimo, considerando tanto la inversión en el equipo como el gasto previsto en las comunicaciones.

Artículo 28. *Periodicidad de las lecturas.*

Las instrucciones técnicas complementarias fijarán la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a equipos de medida dotados de comunicaciones y las lecturas locales o visuales de los contadores principales y redundantes.

A petición de cualquiera de los participantes en una medida y previa justificación se podrán realizar lecturas adicionales, corriendo los gastos por cuenta del solicitante, sin perjuicio de la posible utilización posterior de dicha información a los efectos que procedan.

CAPÍTULO VI

Costes de los Servicios

Artículo 29. *Costes de los servicios.*

1. El coste para la instalación, operación y mantenimiento del concentrador principal, así como el coste de comunicaciones originado por las llamadas cursadas desde dicho concentrador a un concentrador secundario para la obtención de la información de medidas, se incluirán en el coste reconocido al operador del sistema.

2. Los costes por la instalación, operación y mantenimiento de los concentradores secundarios de obligada instalación para los encargados de la lectura se considerarán parte del coste reconocido a los distribuidores. Los costes por la instalación, operación y mantenimiento de los concentradores secundarios o de cualquier otro sistema de recogida y tratamiento de información de carácter voluntario, correrán por cuenta del propietario.

3. El coste de comunicaciones entre concentradores secundarios correrá a cargo del sujeto que tome la información.

4. El coste fijo de comunicaciones correspondiente tanto a la instalación como al alquiler mensual de la línea de conexión del equipo de medida con la red de acceso, o en su caso, con la red troncal, correrá por cuenta del responsable del equipo de medida.

5. El coste variable originado por las llamadas cursadas desde el concentrador del encargado de la lectura a un equipo de medida en la realización de la lectura remota, corresponderá al encargado de la lectura, coste que estará incluido en el precio regulado de lectura para la liquidación de la energía.

El sobrecoste de la lectura local de los equipos de medida que, según dispone el presente reglamento o sus normas de desarrollo, han de ser leídos de forma remota,

correrá por cuenta del responsable del punto de medida, siempre que la necesidad de efectuar la lectura local sea por causas imputables a dicho responsable.

6. El sobrecoste originado por la lectura remota de un punto de medida en el que ésta sea opcional o no requerida para el tipo de punto en el que se encuentra clasificado será repercutido al participante en la medida, distinto del encargado de la lectura, que haya optado por la lectura remota.

Si la utilización de equipos con lectura remota ha sido elegida por el encargado de la lectura, será éste el responsable de los sobrecostos originados, incluyendo el coste fijo de comunicaciones, pudiendo repercutir al responsable del punto sólo el precio regulado de lectura establecido para el caso o tipo de punto del que se trate.

7. El resto de comunicaciones originadas por los servicios al usuario, según se definen en las instrucciones técnicas complementarias, correrán por cuenta del usuario.

8. Los responsables de los equipos de medida o encargados de lectura que utilicen el servicio de estimación de medidas perdidas o no contrastables abonarán al operador del sistema la cantidad que legalmente se determine en los casos en que proceda.

En el caso de puntos de medida cuyo encargado de la lectura sea el distribuidor, el coste del servicio de estimación de medidas se considerará incluido en los costes de la actividad regulada de distribución, salvo que la carencia de medida sea debida a causas imputables al responsable del punto de medida, en cuyo caso dicho responsable abonará al distribuidor la cantidad que legalmente se determine en los casos en que proceda.

9. Por los certificados que el operador del sistema o el encargado de la lectura expida con la información de que disponga sobre una medida, éste facturará al peticionario la cantidad que se determine por real decreto.

10. El coste de la verificación de las instalaciones y equipos de los puntos de medida y de su parametrización, carga de claves y precintado, correrán a cargo del responsable de los equipos de medida, que lo abonará a la entidad que lo ejecute. En el caso de instalaciones de medida de clientes, la primera verificación sistemática realizada por el encargado de la lectura para la puesta en marcha de la instalación no generará derecho de cobro, de acuerdo con el artículo 50 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

CAPÍTULO VII

Diferencias en las medidas y carencias de información

Artículo 30. *Diferencias entre medidas.*

Cuando las medidas obtenidas en una comprobación de un equipo no coincidan con las medidas firmes se procederá a efectuar una corrección de los registros de medida del período leído que podrá dar lugar a una nueva liquidación de dicho período, a partir de los valores obtenidos en la comprobación, sin que ésta pueda retrotraerse más allá de doce meses.

Cuando en una comprobación de un equipo comunicado se detecte una pérdida de información o cuando las diferencias entre medidas sean imputables al sistema de comunicaciones, el equipo será objeto de lectura local con la periodicidad y en los plazos recogidos en las instrucciones técnicas complementarias.

La nueva liquidación se efectuará de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del presente reglamento.

Artículo 31. *Carencia de medida firme en un punto de medida.*

1. Los encargados de la lectura calcularán el mejor valor de energía intercambiada en las fronteras de las que son encargados a partir de los datos de medidas de las distintas configuraciones de medida de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación del sistema.

2. Cuando se carezca de medidas firmes del equipo principal, se obtendrán las medidas en el punto a partir de equipos redundantes o comprobantes. Cuando se carezca también de medidas en estos últimos, el encargado de la lectura estimará las medidas de energía activa y reactiva, así como, en su caso, la potencia a facturar, y las pondrá a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con los plazos y procedimientos que establezcan las disposiciones en vigor. Si en el plazo estipulado, el encargado de la lectura no recibe objeción alguna, se adoptarán como firmes las medidas estimadas.

3. Durante los períodos en que se pueda demostrar que no circuló energía, por estar las instalaciones desacopladas de la red o interrumpido el servicio, la medida se considerará cero y no intervendrá en las estimaciones.

4. Los procedimientos de operación del sistema establecerán los procesos a seguir en el caso de carencia de medidas eléctricas.

5. Los distintos encargados de la lectura deberán poner el cálculo de mejor valor a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con lo establecido en las normas de desarrollo del presente reglamento.

6. Si en el plazo que reglamentariamente se determine el encargado de la lectura no recibe objeción alguna, se adoptará como firme la medida estimada. Si existe alguna objeción se resolverá la misma de acuerdo a lo indicado en este reglamento y normas de desarrollo.

7. El operador del sistema estimará las medidas necesarias que no le hayan remitido sus responsables o sus encargados de lectura en los plazos correspondientes para realizar los cierres de energía de acuerdo a lo indicado en este reglamento y normas de desarrollo.

Artículo 32. *Utilización de perfiles de consumo.*

1. Para los puntos de consumo tipos 4 y 5 de clientes que no dispongan de registro de consumo horario en sus equipos de medida, la liquidación de la energía se llevará a cabo mediante la aplicación de un perfil de consumo. Dicho perfil de consumo y el método de cálculo aplicables a cada grupo de consumidores, en función de la tarifa de acceso contratada y los equipos de medida y control instalados, será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

2. Para la estimación del perfil de carga representativo de los consumidores tipo 5 se utilizará un panel representativo de consumidores. Los distribuidores deberán instalar y gestionar los equipos del panel que les correspondan, en el plazo, número y características que determine la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

Disposición adicional primera. *Configuraciones singulares de medida derivadas de la desaparición del sujeto autoproductor.*

Para las instalaciones que tuvieran la consideración de autoproductor a la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, la medida de la energía producida en barras de central podrá obtenerse como combinación de medidas a partir

de la medida de la energía excedentaria entregada a la red de transporte o distribución, o a partir de las medidas de la energía producida en bornes de generadores.

Para los consumidores que, a la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, formasen parte de una unidad productor-consumidor, podrán ser aceptadas configuraciones de medida singulares para su suministro. Estas configuraciones serán autorizadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo acuerdo del consumidor con el encargado de la lectura e informe favorable de la Comisión Nacional de Energía.

En el caso de varias instalaciones correspondientes a consumidores que presenten configuraciones que puedan considerarse análogas, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá emitir una única autorización conjunta para todas ellas, debiendo contar para ello previamente cada una, con el acuerdo del consumidor con el encargado de la lectura correspondiente y el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía.

Disposición adicional segunda. Instalación de elementos de control de potencia.

El Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, se realizará sin perjuicio de lo previsto en los planes de instalación de elementos de control de potencia contenidos en el artículo 10 del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Disposición transitoria primera. Verificador de puntos de medida.

Hasta que existan entidades debidamente autorizadas para ejercer la actividad de verificación de los puntos de medida, los encargados de la lectura podrán actuar como verificadores de medidas eléctricas, con carácter supletorio, en el caso de que el operador del sistema haya manifestado expresamente su no disponibilidad para realizar la verificación solicitada.

Disposición transitoria segunda. Sustitución de equipos.

1. Aquellas instalaciones y equipos de medida que por el presente reglamento cambien su clasificación de tipo 3 ó 4 a tipo 1, 2 ó 3, podrán mantener los equipos actuales hasta su sustitución por equipo nuevo, siempre que a la entrada en vigor de este reglamento dichas instalaciones y equipos sean conformes con el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, debiendo ser realizada dicha sustitución antes del 1 de julio de 2012. No obstante, les serán de aplicación el resto de requisitos y condiciones relativos al tipo de punto en el que resulten clasificados, debiendo en todo caso disponer de comunicación para lectura remota, cuando así sea requerido.

Para las instalaciones y equipos de medida que estuviesen clasificados como puntos de medida tipo 3 y que en virtud de la disposición adicional primera.2 del Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de clientes y generadores en Régimen Especial, pasaron a clasificarse como puntos de medida tipo 2, también será de aplicación lo dispuesto en el párrafo precedente, siempre que, a la entrada en vigor del citado real decreto, dichas instalaciones y equipos fuesen conformes con el Regla-

mento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, en la primera verificación sistemática realizada.

2. Aquellas instalaciones de generación que estuviesen clasificadas como puntos de medida tipo 5 y que en virtud de la nueva clasificación establecida por el presente reglamento pasan a clasificarse como puntos de medida de un tipo superior, deberán sustituir sus equipos de medida antes del 1 de julio de 2011.

3. En los puntos de medida tipo 5, regulados en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, se podrán seguir utilizando los equipos de medida ya instalados, hasta su sustitución en cumplimiento del Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del citado Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

4. El plazo para la instalación o, en su caso, sustitución de los equipos de medida existentes en bornes de grupo, para la medida de la energía bruta generada, será de dos años desde la entrada en vigor de este reglamento.

5. Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipo nuevo aquellos transformadores de medida que cumplan los requisitos establecidos a tal efecto en las instrucciones técnicas complementarias vigentes.

Asimismo, podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipo nuevo aquellos transformadores que alimenten a sistemas de medida de tres hilos, siempre que cumplan los requisitos establecidos a tal efecto en las instrucciones técnicas complementarias.

Adicionalmente para todos, sus características de tensión e intensidad en el secundario y su potencia de precisión deberán estar adaptadas a su carga y deberán cumplir con los reglamentos y disposiciones vigentes en la fecha de su puesta en servicio.

Los transformadores que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en esta disposición para el resto de elementos del mismo tipo de punto de medida del que se trate.

Disposición transitoria tercera. Registros de calidad en equipos de medida de clientes.

La obligación para todos los equipos de medida de clientes de incorporar registros de los parámetros relativos a la calidad del servicio, prevista en el artículo 8 del presente reglamento, sólo alcanza a los equipos de nueva instalación, tanto correspondientes a nuevos puntos de suministro como a la sustitución de equipos existentes. Dicha obligación será de aplicación desde el 1 de enero de 2008 para puntos de medida tipos 1, 2 y 3, y a partir del 1 de enero de 2010 para puntos de medida tipo 4, ello sin perjuicio de que todos los equipos utilizados hasta esas fechas deban cumplir el resto de disposiciones establecidas en este reglamento y sus desarrollos normativos. Para los equipos de medida tipo 5 esta obligación será de aplicación en base a la ejecución del Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Disposición transitoria cuarta. Utilización de perfiles de consumo en puntos de medida tipo 5.

En tanto se mantenga la existencia del sistema tarifario integral, a los consumidores cuyos puntos de medida se correspondan con los tipos 4 y 5 no les resultará de aplicación lo contenido en el artículo 31.1, debiendo cumplir en cualquier caso los equipos de medida de dichos

suministros con lo establecido para ellos en el presente reglamento con el fin de garantizar la obtención de los datos para la correcta facturación de las tarifas que les sean de aplicación.

Una vez desaparezca el sistema tarifario integral, se aplicarán a estos equipos los perfiles de consumo que al efecto se establezcan de acuerdo a lo señalado en artículo 31.1 de este reglamento.

16479 *RESOLUCIÓN de 11 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.*

La Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, introdujo, a través de su artículo 12, un peaje de acceso a las instalaciones gasistas en la modalidad interrumpible.

La Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 25 de julio de 2006 establece, en sus artículos 6 y 7, las necesidades máximas de capacidad interrumpible en el sistema, con indicación de los ramales para los que se reservan ciertas cantidades de esas necesidades máximas, así como los gasoductos estructuralmente saturados.

La Orden ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, actualizó para el año 2007, por medio de su artículo 12, lo establecido en el artículo análogo de la Orden ITC/4100/2005 para 2006. Además, en relación con el peaje de transporte y distribución interrumpible, establece que el Gestor Técnico del Sistema, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, publicará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día, y que la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará dicho plan.

De acuerdo con lo dispuesto en la citada Orden ITC/3996/2006, el Gestor Técnico del Sistema, presentó a la Comisión Nacional de Energía una oferta de peaje de transporte y distribución interrumpible para el periodo 1 de octubre 2007 al 30 de septiembre de 2008, la cual ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía con fecha 26 de julio de 2007.

En cumplimiento de lo establecido en la Orden ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, esta Dirección General resuelve:

Artículo único. Modificación de la Resolución de 25 de junio de 2006.

La Resolución, de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad del sistema gasista, queda modificada en los siguientes términos:

Uno.—Se modifica el artículo 6 que pasa a tener la siguiente redacción:

«Las necesidades máximas de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2007 y el 30 de septiembre de 2008 serán las siguientes:

Interrumpibilidad tipo «A»: 50 GWh/día.
Interrumpibilidad tipo «B»: 100 GWh/día.

Con carácter general, estas necesidades serán cubiertas con solicitudes de consumidores ubicados en las comunidades autónomas de Cataluña, Aragón, Navarra y La Rioja.

No obstante, dentro de las cantidades anteriormente propuestas se reservarán los siguientes caudales para las zonas que se indican a continuación:

Ramal a Alcora, interrumpibilidad tipo «B»: 3 GWh/día.

Ramal de Pamplona, interrumpibilidad tipo «B»: 3 GWh/día.

Ramal de Villapresente, interrumpibilidad tipo «B»: 4,5 GWh/día.

Comunidades Autónomas de Extremadura, Castilla-La Mancha, Madrid, y provincias de Huelva, Sevilla, Córdoba, Cádiz, Málaga, Jaén, Granada, Segovia, Palencia, Valladolid, Salamanca y Zamora, interrumpibilidad tipo «B» 35 GWh/día, para hacer frente a Situaciones de Operación Excepcional.

El Gestor Técnico del Sistema realizará, antes del 15 de marzo de cada año, una propuesta de actualización de las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible, para el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de septiembre, del año siguiente, propuesta que será aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.»

Dos.—Se modifica la Disposición adicional tercera que pasa a tener la siguiente redacción.

«A los efectos de aplicación de la presente disposición, se entenderán como gasoductos estructuralmente saturados aquellos que hayan sido declarados como tales por Resolución, por considerarse que se ajustarán a la definición de gasoductos saturados establecida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema durante todo el periodo de vigencia de aplicación de los peajes a que se refiere el artículo 6 de la presente Resolución.

Se declaran gasoductos estructuralmente saturados los siguientes:

Ramal a Aceca.
Ramal a Castellón.
Ramal a Besós.

En gasoductos estructuralmente saturados, el Gestor Técnico del Sistema podrá firmar convenios de acceso condicionados a la viabilidad técnica diaria pudiendo incluir interrupciones de duración superior a 10 días, debiendo figurar este extremo expresamente en el convenio asociado al contrato de acceso.

En estas infraestructuras, la duración máxima de la interrupción será objeto de negociación y, por lo tanto, tenida en cuenta por el Gestor Técnico del Sistema Gasista a la hora de elegir los sujetos interrumpibles. El Gestor Técnico del sistema elegirá aquella opción que suponga el mínimo coste para el sistema. A estos consumidores se les aplicará el precio del peaje tipo «B». El Gestor Técnico del Sistema decidirá el caudal diario interrumpible en dichos gasoductos estructuralmente saturados; el caudal asignado a todos aquellos que no se encuentren situados en las localizaciones del artículo 6 no se considerará a efectos de cómputo de las necesidades de interrupción incluidas en dicho artículo.

Cuando se presente una solicitud de acceso para un nuevo consumidor o para la ampliación del consumo de uno ya existente a un gasoducto estructuralmente saturado, el Gestor Técnico del Sistema deberá reflejar este hecho en su informe de viabilidad de acceso.

En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, el Gestor Técnico del Sistema remitirá copia del convenio firmado al Operador del Sistema Eléctrico.»