

Segundo. *Características de la pieza.*

Las características de la moneda a acuñar son las siguientes:

Composición: Plata de 925 milésimas mínimo.
Peso: 18 gr ± 1 por 100.
Diámetro: 33 mm ± 0,1 mm.
Forma: Circular con canto liso.

Leyenda y motivos: En el anverso, en la zona central, la efigie de S. M. El Rey D. Juan Carlos, de perfil a izquierda. Rodeando la efigie de S. M., figura la leyenda JUAN CARLOS I REY DE ESPAÑA (en mayúsculas). En la parte inferior, el año de acuñación, 1999, entre dos puntos; rodeando los motivos y leyendas aparece una gráfila de perlas.

En el reverso, aparece ocupando la mitad derecha del campo, la figura de un peregrino y a su derecha, en el centro la marca Ceca; en la mitad izquierda del campo y de arriba hacia abajo aparece la imagen latente, de forma ovalada, que alterna las dos últimas cifras del año de acuñación 99 con un botafumeiro esquematizado, y bajo este óvalo, en dos líneas, la leyenda XACOBEO 1999 (en mayúsculas); a la izquierda de estos motivos aparece la cruz de Santiago, y más abajo en dos líneas el valor de la moneda 2.000 pesetas.

Tercero. *Relaciones entre el Tesoro Público y el Banco de España.*

Las relaciones entre el Tesoro Público y el Banco de España en materia de moneda metálica se regirán por lo dispuesto en la Orden de 8 de febrero de 1995, por la que se acuerda la emisión y puesta en circulación de monedas de 5, 10, 25, 50, 100 y 200 pesetas, con la redacción dada al punto tres de su apartado sexto por la Orden de 17 de abril de 1997, por la que se acuerda la emisión y puesta en circulación de monedas de 2.000 pesetas para el año 1997.

Cuarto. *Medidas para la aplicación de la presente Orden.*

La Dirección General del Tesoro y Política Financiera realizará la interpretación de los preceptos que ofrezcan duda y tomará las medidas que resulten precisas para la aplicación de esta Orden, actuando como órgano de consulta la Comisión de Seguimiento citada en el punto 1.4 de esta Orden.

Disposición adicional.

De conformidad con lo establecido en el apartado primero, número cuarto de la Orden de 3 de febrero de 1998, la Comisión de Seguimiento ha acordado que el número de monedas de 2.000 pesetas emitidas durante el año 1998, en virtud de dicha Orden, asciende a 2.324.000 piezas, disponiendo este Ministerio al cierre de la citada emisión.

Disposición final.

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

Madrid, 12 de abril de 1999.

DE RATO Y FIGAREDO

Excmo. Sr. Gobernador del Banco de España e Ilmos. Sres. Director general del Tesoro y Política Financiera y Presidente-Director de la Fábrica Nacional de Moneda y Timbre.

8866 *CORRECCIÓN de errores de la Resolución de 10 de febrero de 1999, de la Presidencia de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, sobre competencia territorial en el procedimiento sancionador por infracciones administrativas de contrabando.*

Observados errores en el texto de la Resolución de 10 de febrero de 1999, de la Presidencia de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, sobre competencia territorial en el procedimiento sancionador por infracciones administrativas de contrabando, publicada en el «Boletín Oficial del Estado» número 44, de 20 de febrero de 1999, se procede a efectuar las oportunas correcciones:

En la página 7340, apartado primero, donde dice: «por la Comisión de Infracciones Administrativas de Contrabando», debe decir: «por la comisión de infracciones administrativas de contrabando.»

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

8867 *ORDEN de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.*

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, en su disposición final primera habilita al Ministro de Industria y Energía, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, para dictar las instrucciones técnicas complementarias precisas para el desarrollo y aplicación de este Reglamento.

El citado Reglamento prevé un sistema de medidas eléctricas compuesto por determinados equipos de medidas, comunicaciones y sistemas informáticos que permitirán la obtención y el tratamiento de la información relativa a la energía intercambiada entre las diferentes actividades eléctricas. Las presentes instrucciones técnicas complementarias a dicho Reglamento delimitan las fronteras entre las diversas actividades y fijan la precisión requerida en los equipos de medida, así como otras características de estos equipos y de los de comunicaciones y sistemas informáticos. También se especifica el tratamiento de los equipos existentes, de menor precisión que la requerida en el nuevo reglamento, así como el de las incorrecciones por imprecisión.

Las citadas instrucciones técnicas complementarias fueron propuestas por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, previo informe de su Consejo Consultivo, en el ejercicio de las funciones atribuidas a dicha Comisión en el artículo 8.1 de la Ley 54/1997.

La presente Orden ha sido sometida al procedimiento de información en materia de normas y reglamentos técnicas previstas en la Directiva 98/34/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio, Directiva por la que se codifica el procedimiento de notificación 83/189, así como el Real Decreto 1168/1995, de 7 de julio.

En su virtud, dispongo:

Primero. *Instrucciones técnicas complementarias.*—Se dictan las instrucciones complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, que figuran en el anexo de la presente Orden.

Segundo. *Libre circulación de equipos.*

1. Los equipos legalmente fabricados y/o comercializados en otros Estados miembros de la Unión Europea, u originarios de uno de los Estados miembros de la AELC, partes en el acuerdo sobre el espacio económico europeo, que respondan a normas, reglas técnicas o procedimientos de fabricación que aseguren un nivel equivalente de precisión y seguridad en el uso al previsto por las normas técnicas españolas, podrán equipararse a los equipos certificados conformes a estas últimas a efectos de la aplicación de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica que figuran en el anexo de la presente Orden, siempre que dicha conformidad resulte del correspondiente certificado, emitido por un organismo o laboratorio debidamente acreditado en el Estado de origen o procedencia de los equipos.

2. El operador del sistema o la Administración pública competente podrán solicitar la documentación necesaria para verificar la equivalencia mencionada en el apartado anterior. Cuando no se haya podido comprobar la equivalencia, la Administración pública competente podrá retirar los equipos.

Tercero. *Entrada en vigor.*—La presente Orden entrará en vigor el día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 12 de abril de 1999.

PIQUÉ I CAMPS

Excmo. Sr. Secretario de Estado de Industria y Energía.

ANEXO

Instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida

ÍNDICE

1. Definiciones.
2. Fronteras entre actividades y determinación de puntos de medida.
 - 2.1 Fronteras de generación.
 - 2.2 Fronteras de cliente.
 - 2.3 Fronteras entre instalaciones de transporte.
 - 2.4 Frontera entre transporte y distribución.
 - 2.5 Frontera entre zonas de distribución.
 - 2.6 Frontera entre la red de transporte y la red de otros países.
3. Puntos de medida.
 - 3.1 Clasificación de los puntos de medida.
 - 3.2 Cambio de clasificación.
 - 3.3 Instalación de equipos de calidad superior a la mínima exigible.
4. Características de los equipos de medida.
 - 4.1 Características de los transformadores de medida.
 - 4.1.1 Consideraciones generales.
 - 4.1.2 Carga de los transformadores.
 - 4.2 Instalación de los transformadores de medida.
 - 4.2.1 Consideraciones generales.
 - 4.2.2 Instalación de transformadores de tensión.
 - 4.2.3 Instalación de transformadores de intensidad.
 - 4.3 Características de los contadores-registradores.
 - 4.3.1 Contador de energía activa.
 - 4.3.2 Contador de energía reactiva.
 - 4.3.3 Registradores.
 - 4.4 Instalación de contadores y registradores.
 - 4.5 Precisión de la medida.
 - 4.5.1 Equipos de tipo 1.
 - 4.5.2 Equipos de tipo 2.
 - 4.6 Redundancia de la medida.
 - 4.6.1 Definición.
 - 4.6.2 Medidas redundantes o comprobantes.
 - 4.6.3 Comparación de medidas.
 - 4.6.4 Requisitos de precisión.
 - 4.7 Configuraciones comprobantes.
 - 4.7.1 Utilización de medidas comprobantes en la frontera entre zonas de distribución.
 - 4.7.2 Barras con más de una frontera.
 - 4.7.3 Medida comprobante en las líneas de salida de generación.
 - 4.7.4 Medida comprobante en bornas de alternador.
 - 4.7.5 Medida comprobante en antenas puras de generación.
 - 4.7.6 Medida comprobante en la frontera transporte-distribución.
 - 4.7.7 Medida comprobante en antenas puras de demanda.
 - 4.8 Transmisión de datos, comunicaciones y lectura.
 - 4.8.1 Consideraciones generales. Medidas firmes y provisionales.
 - 4.8.2 Equipos dotados de comunicaciones.
 - 4.8.3 Lectura local.
 - 4.8.4 Comprobación de medidas.
5. Tratamiento de los equipos existentes.
 - 5.1 Transformadores de medida.
 - 5.1.1 Requisitos de instalación y precisión.
 - 5.1.2 Transformadores de tensión capacitivos.
 - 5.2 Contadores y registradores.
 - 5.3 Precisión de la medida.
6. Características del concentrador principal.
 - 6.1 Información contenida en el concentrador principal.
 - 6.2 Funciones del concentrador principal.
 - 6.2.1 Funciones de usuario.
 - 6.2.2 Funciones de administración del concentrador principal.
 - 6.2.3 Funciones de obtención y verificación de datos.

- 6.3 Seguridad.
 - 6.3.1 Consultas a la base de datos.
 - 6.3.2 Captura de datos de medida.
 - 6.3.3 Separación de aplicaciones.
 - 6.3.4 Redundancia.
- 6.4 Protocolo de comunicaciones para usuarios.
- 6.5 Desarrollo de «software».
- 7. Características de los concentradores de medidas secundarios.
 - 7.1 Integridad de la información.
 - 7.2 Canales y protocolos de comunicación.
 - 7.3 Uso de la información.
- 8. Verificación.
 - 8.1 Consideraciones generales.
 - 8.1.1 Tipos de verificación.
 - 8.1.2 Protocolos.
 - 8.1.3 Lugar de la verificación.
 - 8.2 Plazos para la verificación de contadores.
 - 8.2.1 Contadores principales.
 - 8.2.2 Contadores redundantes o comprobantes.
 - 8.3 Plazos para la verificación de transformadores de medida.
 - 8.4 Reparaciones.
 - 8.5 Equipos de verificación de contadores.
 - 8.5.1 Características de los patrones.
 - 8.5.2 Contrastación de los patrones.
- 9. Corrección por imprecisión y estimación de medidas.
 - 9.1 Corrección por imprecisión.
 - 9.2 Estimación de medidas.
 - 9.2.1 Costes del servicio.
 - 9.2.2 Datos de partida para la estimación.
 - 9.2.3 Estimación de medidas conocido el total de energía circulada.
 - 9.2.4 Estimación de medidas cuando se desconoce el total de energía circulada.
- 10. Grupo de seguimiento.
- 11. Apéndice A: Normativa aplicable en materia de equipos de medida.
- 12. Apéndice B: Definición de magnitudes eléctricas y convenio de signos.
- 13. Apéndice C: Ejemplos de instalación de medidas.
 - 13.1 Medida de tensión en barras.
 - 13.2 Configuraciones comprobantes.
 - 13.2.1 Barras con más de una frontera.
 - 13.2.2 Medida comprobante en las líneas de salida de generación.
 - 13.2.3 Medida comprobante en bornas de alternador.
 - 13.2.4 Medida comprobante en antenas puras de generación.
 - 13.2.5 Medida comprobante en la frontera transporte-distribución.
 - 13.2.6 Medida comprobante en antenas puras de demanda.

1. Definiciones

A efectos de interpretación de este documento se adoptarán las definiciones que se incluyen en este apartado.

Las definiciones referidas a transformadores de medida están descritas en la norma UNE-EN 21.302-321, relativa al Vocabulario Electrotécnico Internacional, cuyos números de referencia figurarán entre paréntesis:

Avería de un equipo de medida: Se considera que un equipo de medida se ha averiado en el momento que ha dejado de cumplir con sus funciones o que las realiza con un grado de precisión inferior al que le correspondería.

Barras de auxiliares: Son las barras a las que se conecta la salida de los transformadores de auxiliares de los grupos y los transformadores de apoyo, para la alimentación de los consumos auxiliares de la central.

Barras de central: Son las barras a las que se conecta el lado de alta del transformador de grupo de un grupo generador.

Canal de comunicaciones: Es el soporte físico que permite el envío de información entre dos sujetos.

Central de generación: Es un grupo generador o un conjunto de ellos que comparten instalaciones comunes. Para una central tiene que ser posible calcular el balance de energía en sus instalaciones mediante cierre por contadores en todas sus barras, excluyendo de la zona cerrada cualquier elemento de red de transporte, distribución y clientes, así como elementos de otras centrales de generación.

Centro de control: Instalación especializada en la que se reciben y envían órdenes y señales para el control de los distintos componentes del sistema eléctrico.

Clase de precisión: La clase de precisión de un transformador o aparato de medida se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de la magnitud medida admisible, expresado en porcentaje, para la magnitud primaria asignada y la carga de precisión. La definición de clase de precisión está recogida en las normas CEI 50 (UNE 21 302-32) 321/01/24.

Una clase *a* es mejor o igual que otra *b* cuando, en todos los rangos de cargas definidos en las normas, el error de la clase *a* sea menor o igual que el de la clase *b*.

Concentrador principal: Sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas de todo el Sistema Eléctrico Nacional. Estas medidas pueden llegar al concentrador principal procedentes directamente de los equipos de medida o de los concentradores secundarios.

Concentrador secundario: Sistemas de adquisición de la información, que toman las medidas de los registradores (mediante comunicaciones o con intervención humana) para su posterior envío al concentrador principal.

Consumos de auxiliares: Energía consumida por servicios diversos de la central de generación o subestación, cuando no tengan la consideración de clientes. Incluye las pérdidas de energía en los distintos elementos de la central o subestación que no formen parte de las redes de transporte o distribución.

Contadores estáticos integrales: Equipo de medida electrónico sin partes móviles, que integra en un único aparato las unidades de medida, los dispositivos de almacenamiento de datos, el visualizador y el «software» necesario para el tratamiento de los datos. Puede, en función del modelo, llevar incorporado equipo de comunicaciones y otros accesorios adicionales.

Elemento existente: Elemento de un equipo de medida instalado en su totalidad con anterioridad a la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida.

Energía bruta en generación: Energía producida por un grupo generador medida en bornas de alternador.

Cuando la excitación del alternador se alimente externamente, su consumo se deducirá de la medida en bornas a efectos de determinación de la energía bruta en generación.

Energía entregada a la red: Energía trasvasada a la red de transporte o distribución por una central de generación, más los consumos de clientes alimentados directamente desde barras de central y/o desde barras de auxiliares.

En el caso de centrales de generación del régimen especial, este concepto es equivalente al de energía excedentaria definido en el Real Decreto 2366/1994.

Energía neta generada: Energía bruta en generación menos los consumos auxiliares.

Energía recibida de la red: Energía absorbida de las redes de transporte o distribución por las instalaciones de un cliente o de una central de generación.

Equipo comprobante: Equipo o conjunto de equipos de medida instalados en el otro extremo de un solo 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.

Equipo principal: Equipo de medida instalado en un punto de medida que se utiliza como medida única a efectos de lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida sobre liquidaciones de energía, balances energéticos, etcétera.

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

Error de precisión: Error equivalente a la clase de precisión acreditada para un aparato de medida en una calibración o en un ensayo de fabricante.

Estaciones remotas de adquisición y control: Equipos concentradores de datos que gestionan el flujo de información y priorizan las alarmas entre un centro de control y una central o subestación.

Grupo generador: Instalación destinada a la obtención de energía mecánica para su transformación en energía eléctrica mediante un alternador, incluyendo todos los elementos auxiliares necesarios para el desempeño de sus funciones.

Integridad de la información: Medidas que se adoptan para asegurar que la información que se transmite por un canal de comunicaciones no sufre alteraciones entre el extremo emisor y el receptor.

Lado de alta del transformador: Devanado de mayor tensión nominal de un transformador. En transformadores de varios arrollamientos, el correspondiente a la transformación principal.

Lado de baja del transformador: Devanado de menor tensión nominal de un transformador. En transformadores de varios arrollamientos, el correspondiente a la transformación principal.

Lectura directa: Captación de los datos de medida de un contador mediante el acoplamiento al mismo de un terminal de lectura, sin intervención de las comunicaciones.

Línea dedicada: Canal de comunicación utilizado en exclusiva por dos sujetos situados en sus extremos, donde el acceso de terceros al canal tiene algún tipo de limitación física.

Potencia aparente: Es el producto de la tensión por la intensidad.

Potencia activa: Es la medida instantánea de la energía eléctrica.

Potencia reactiva: Aquella parte de la electricidad que mantiene los campos electromagnéticos de los equipos de corriente alterna.

Protocolo de comunicación: Convenio para la utilización de un canal de comunicaciones y para la codificación de la información que se envía.

Registrador: Equipo destinado a la recepción de la información de los contadores, a su registro, almacenamiento de datos y apoyo a la teletransmisión.

Regleta de pruebas: Conjunto de bornas que permiten la conexión de un equipo de verificación a un contador sin necesidad de manipular las conexiones de éste.

Saldo de intercambios internacionales: Diferencia entre la energía intercambiada en uno y otro sentido a través del punto de conexión entre la red de transporte y la red de otros países, a lo largo de un período.

Seguridad de la información: Medidas que se adoptan para prevenir el acceso a la información de personas no autorizadas.

Servicios complementarios: Productos y servicios necesarios para hacer viable la entrega de energía eléctrica en condiciones de calidad y seguridad aceptables, distintos de la producción de energía y su transporte.

Transformador de grupo o transformador principal: Transformador de potencia conectado a las bornas del alternador de un grupo que adapta la tensión de salida del alternador a la de red.

Transformador de intensidad: Transformador de medida, en el cual la intensidad secundaria es, en las condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la intensidad primaria y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido correcto de las conexiones (32 1-02-01).

Transformador de medida: Transformador destinado a alimentar instrumentos de medida, contadores, relés y aparatos análogos (32 1-01-01 modificada). Pueden ser transformadores de tensión o de intensidad.

Transformador de tensión: Transformador de medida, en el cual la tensión secundaria es, en las condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones (32 1-03-01).

Validación de la información: Uno de los procedimientos posibles para asegurar la integridad de la información, mediante la utilización de un algoritmo criptográfico que debe permanecer inalterado a lo largo de toda la cadena de comunicaciones. Cuando las líneas no son dedicadas o en entornos de red, los métodos de validación se utilizan para garantizar que una información fue realmente enviada por el sujeto que afirma haberla enviado.

2. *Fronteras entre actividades y determinación de puntos de medida*

En la presente Instrucción Técnica Complementaria se establecen las fronteras entre actividades y la localización de los puntos de medida.

Las fronteras siempre se establecen entre dos y no más participantes de la medida. Cuando a una misma barra se conecten instalaciones pertenecientes a tres o más participantes, se establecerán tantas fronteras con dos participantes como sea preciso.

La definición de fronteras y puntos de medida que se realiza en la presente Instrucción debe permitir la división de la red en zonas y el cálculo del balance de energía de cada una. A estos efectos, se consideran zonas de la red:

Cada una de las centrales de generación y todos sus consumos de auxiliares.

Cada uno de los productores del régimen especial y sus procesos productivos asociados, cuando existan.

Cada uno de los clientes.

La red de transporte.

Cada una de las zonas de distribución.

2.1 Fronteras de generación.

Las fronteras de la actividad de generación se establecen para cada central de generación en las barras de central y en cualquier otra barra del parque de la central, perteneciente a las redes de transporte o distribución, desde la que se efectúe la alimentación de auxiliares de la central. A efectos de la determinación de los puntos de medida, las barras de central son considerados elementos de las redes de transporte o distribución.

Los puntos de medida se establecen en el lado de alta del transformador principal de cada grupo, en el lado de alta de cada una de las tomas de alimentación de auxiliares que existan en la central y en el lado de alta de cada una de las entregas al exterior desde las barras de auxiliares.

Previo acuerdo de los participantes y siempre que no se vean afectados terceros, los suministros realizados desde el parque de una central de generación a consumos diferentes de los auxiliares podrán tener el mismo tratamiento que éstos, siempre que su potencia aparente nominal sea igual o inferior a 250 kVA o estén conectados en baja tensión. Consecuentemente, estos consumos no tendrán la consideración de clientes, a todos los efectos.

Los productores del régimen especial, a efectos de determinación de las fronteras y puntos de medida, se atenderán a lo dispuesto para centrales de generación, excepto en lo que disponga la legislación específica.

En el caso de clientes conectados directamente en barras de central, el punto de medida en la frontera generación-cliente se determinará según el criterio definido en el apartado de fronteras de cliente. En centrales multigrupo, los consumos auxiliares tomados de barras de transporte o distribución que no puedan ser asignados a una unidad de oferta, según las Normas de Explotación que rijan el sistema de ofertas, tendrán la consideración de clientes.

El lado de alta del transformador principal no se considera frontera en aquellos grupos que suministran energía a una red que tenga la consideración de instalación de generación y que se utilice exclusivamente para alimentación de auxiliares de un conjunto de centrales del mismo propietario.

2.2 Fronteras de cliente.

La frontera de un cliente con la actividad de transporte o distribución se establece en todos los puntos de conexión de las instalaciones propiedad del cliente con las redes de transporte o distribución.

El punto de medida se establecerá en el límite de propiedad, del lado de las instalaciones del cliente, lo más próximo posible al elemento de protección general de la instalación y al mismo nivel de tensión.

2.3 Fronteras entre instalaciones de transporte.

A efectos del Reglamento de Puntos de Medida, del 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, en la conexión de instalaciones de transporte pertenecientes a empresas distintas no será obligatorio instalar puntos de medida, salvo por lo indicado en el apartado de fronteras con la red de otros países.

Los consumos de las subestaciones de transporte deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las redes de transporte o distribución. Los equipos que se instalen se atenderán a lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas instrucciones técnicas complementarias para las fronteras de cliente.

2.4 Frontera entre transporte y distribución.

La frontera se establecerá en los transformadores cuya tensión nominal en el lado de alta sea 220 kV o superior, siendo la tensión en el lado de baja inferior a dicho valor.

El punto de medida se colocará en el lado de alta de los transformadores, si las transformaciones 400/xx kV y 220/xx kV quedan en el lado de la red de distribución; y en el lado de baja de los transformadores, en el caso de que las transformaciones 400/xx kV y 220/xx kV queden en el lado de la red de transporte.

2.5 Frontera entre zonas de distribución.

La frontera entre zonas de distribución se establecerá en todos los puntos de conexión de instalaciones pertenecientes a dos zonas distintas.

Las fronteras entre zonas de distribución con potencia aparente nominal igual o inferior a 250 kVA o cuya conexión esté realizada en baja tensión, podrán considerarse excluidas de este Reglamento, previo acuerdo de los participantes en la medida y siempre que dicha medida no afecte a terceros.

2.6 Frontera entre la red de transporte y la red de otros países.

La frontera entre la red de transporte y la red de otros países se encuentra en el límite del territorio nacional. El punto de medida podrá establecerse en el extremo de la línea de interconexión.

En el caso de suministros a poblaciones en países vecinos que se alimenten desde tensiones de distribución, los equipos de medida que permitan determinar la circulación de energía en la frontera se atenderán a lo indicado para las fronteras entre zonas de distribución.

En ambos casos el contador comprobante se instalará, preferentemente, en el otro extremo de la línea.

3. Puntos de medida

Tal como establece el artículo 5 del Reglamento de Puntos de Medida, a efectos de la determinación de las características de los equipos los puntos de medida se clasificarán en dos tipos: tipo 1 y tipo 2.

3.1 Clasificación de los puntos de medida.

Son puntos de medida de tipo 1 los siguientes:

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

Puntos situados en las fronteras de clientes, cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh, o cuya potencia contratada sea igual o superior a 10 MW.

Puntos situados en las fronteras de generación, cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh, o cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.

Todos los demás puntos de medida pertenecen al tipo 2.

A efectos de la presente clasificación, se consideran las siguientes definiciones:

La potencia aparente nominal de un punto de medida vendrá dada por el elemento de menor potencia aparente nominal del circuito en que se inserta el punto de medida. En aquellos circuitos donde existan elementos conectados en paralelo, éstos se considerarán como un solo elemento cuya potencia aparente nominal sea la suma de las potencias aparentes nominales de cada uno.

Por energía anual intercambiada se entenderá la suma de la energía activa que atraviesa una frontera en ambos sentidos, en un año natural.

Las turbinas de gas que se encuentren en explotación a la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida podrán acogerse a la clasificación por energía, sin tener en cuenta su potencia aparente establecida con carácter general para dichos puntos. Para ello deberán notificarlo al Operador del Sistema antes de la finalización de los plazos definidos para la adecuación de equipos en la disposición transitoria del Reglamento de Puntos de Medida, no pudiendo ejercerse esta opción con posterioridad a dicha fecha.

En el apartado 4 de este documento se desarrolla lo relativo a las características específicas de los equipos a instalar en cada uno de los tipos de puntos de medida.

Cuando la localización del punto de medida en una frontera se modifique de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 del Reglamento de Puntos de Medida, el nuevo punto no podrá adoptar una clasificación menos exigente que la que correspondería al punto original.

3.2 Cambio de clasificación.

Cuando durante dos años seguidos la energía anual intercambiada por un punto de medida acogido a la clasificación por energía supere en más de un 10 por 100 la correspondiente al límite superior de su tipo, modificará automáticamente su clasificación al tipo correspondiente.

Análogamente, cuando se produzcan modificaciones que aumenten la potencia nominal aparente del circuito donde se ubica una medida de generación, o cuando un cliente amplíe su potencia contratada, se revisará la clasificación de la medida correspondiente.

El responsable de la medida procederá entonces a la sustitución de los equipos que no cumplieren los requisitos derivados de la nueva clasificación. Los plazos para la sustitución de equipos se especifican en el artículo 14 del Reglamento de Puntos de Medida y comenzarán a contar desde el 1 de enero del año siguiente a los dos primeros en que se superó el límite.

3.3 Instalación de equipos de calidad superior a la mínima exigible.

La instalación de equipos de calidad superior a la que, con carácter de mínimo, se establece en el Reglamento de Puntos de Medida y en las presentes Instrucciones Técnicas Complementarias se realizará a petición de cualquiera de los participantes en la medida, en los plazos indicados en el artículo 14 del Reglamento de Puntos de Medida.

Los gastos ocasionados por la sustitución serán por cuenta del solicitante. Cuando la solicitud sea anterior a la primera instalación del equipo, la determinación de estos gastos se realizará por diferencia entre el precio de los equipos instalados y los equipos mínimos imprescindibles para cumplir los preceptos del Reglamento de Puntos de Medida y estas Instrucciones Técnicas Complementarias. Cuando la solicitud suponga el desmontaje de un equipo existente y la instalación de uno nuevo, los gastos incluirán todos los costes realmente incurridos.

4. Características de los equipos de medida

Todos los equipos de medida estarán sometidos al control metrológico del Estado establecido en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, siendo de carácter complementario los controles metrológicos establecidos en la presente Orden.

La Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y a propuesta del Operador del Sistema, establecerá las condiciones generales mínimas de instalación, en las que se tendrá en cuenta los factores ambientales de los equipos de medida.

4.1 Características de los transformadores de medida.

4.1.1 Consideraciones generales: Los transformadores de medida cumplirán con lo prescrito en la norma UNE 21.088, las disposiciones vigentes para elementos de red y en materia de seguridad eléctrica, las que se especifican en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas Complementarias, así como cualquier otra normativa que les resulte de aplicación.

Los transformadores de medida serán de tipo inductivo y presentarán, junto con los protocolos de ensayos de precisión, los ensayos eléctricos y mecánicos que se especifican en la citada norma.

4.1.2 Carga de los transformadores: El secundario de los transformadores de medida al que se conecten los contadores deberá estar dedicado en exclusiva a la medida destinada a la liquidación según lo dispuesto en el artículo 25.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Cuando, según el apartado 4.2.2, se permita la existencia de otros secundarios no dedicados a esta medida, deberá justificarse mediante ensayos que la precisión de la transformación para medida es adecuada para un determinado rango de cargas en los otros devanados secundarios. La carga que soporten los secundarios no dedicados a medida deberá mantenerse siempre dentro del rango especificado en los ensayos, extremo que podrá ser objeto de comprobación por el Operador del Sistema.

El conjunto de la carga simultánea sobre todos los devanados de los transformadores de tensión es conveniente que se aproxime a su potencia nominal. En ningún caso esta carga simultánea estará por debajo del 50 por 100 de dicha potencia ni el factor de potencia ($\cos \psi$) será inferior a 0,8, aunque para ello sea preciso intercalar cargas artificiales.

En el concentrador principal se mantendrá un inventario actualizado de todos los equipos conectados a los secundarios de transformadores de medida. Cuando el secundario esté dedicado a medida se especificará al menos, para cada equipo, su fabricante, potencia nominal y consumo. Para los secundarios no dedicados a medida se indicará al menos la carga nominal que soporta cada devanado. El responsable de un equipo de medida informará sobre las variaciones en la carga de los transformadores al otro participante en la medida y al Operador del Sistema, que actualizará así el inventario del concentrador principal.

4.2 Instalación de los transformadores de medida.

4.2.1 Consideraciones generales: Con carácter general, la instalación de transformadores de medida deberá cumplir las disposiciones vigentes para elementos de red y en materia de seguridad eléctrica, las que se especifican en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas Complementarias, así como cualquier otra normativa que les resulte de aplicación.

Las características de la instalación de los equipos no deberá afectar a la precisión de la medida.

Será obligatorio instalar, en los secundarios de los transformadores de medida, dispositivos que permitan

la separación, para su verificación o sustitución, de los aparatos por ellos alimentados o la inserción de otros, sin necesidad de desconectar la instalación y en el caso de los transformadores de intensidad, sin interrumpir la continuidad del circuito secundario.

Los transformadores de medida se instalarán de forma que sean fácilmente accesibles para su verificación o eventual sustitución.

Se tendrá especial cuidado en el dimensionado de los conductores que constituyen los circuitos secundarios, para evitar la introducción de errores en la medida (ver apartados 4.2.2 y 4.2.3).

En el apéndice C se ofrecen, a título de ejemplo, algunas de las configuraciones de contadores a que hacen referencia las presentes Instrucciones Técnicas Complementarias.

4.2.2 Instalación de transformadores de tensión: Se instalará un juego de tres transformadores de tensión inductivos, con un secundario exclusivo para medida y, eventualmente, otros secundarios dedicados a otros fines.

El cableado de interconexión entre los transformadores y el equipo de medida tendrá la sección suficiente para garantizar una caída de tensión inferior al 1 por 1.000 y en ningún caso será inferior a 6 milímetros cuadrados.

Cuando se instalen elementos de protección en los secundarios de medida, se dispondrá de los medios necesarios para detectar, en el plazo más breve posible, la falta de tensión en cualquiera de las tres fases.

La medida de tensión podrá efectuarse en barras o sobre la línea.

Cuando se instalen equipos redundantes con medida de tensión en la línea se utilizarán dos juegos de transformadores de tensión, de acuerdo con lo establecido en el apartado 4.6. Se colocarán uno a cada lado del interruptor de salida de línea, conectándose el equipo de medida principal al transformador situado del lado de la línea.

Cuando se instale el juego de transformadores de tensión en barras, podrá ser compartido por los equipos de medida de todas las líneas conectadas a la barra, siempre que con ello no se degrade la precisión de la medida. En el caso de equipos redundantes será necesario instalar dos juegos de transformadores de tensión, de acuerdo con lo establecido en el apartado 4.6.

No podrá utilizarse la medida en barras en determinadas configuraciones en las que, debido a la existencia de interruptores u otros elementos entre el transformador de intensidad y la barra, se permitan circulaciones de energía entre elementos que están a tensiones distintas de la de la barra. Tampoco será de aplicación a la configuración comprobante definida en el apartado 4.7 para las barras con más de una frontera.

Si la utilización del juego de transformadores en barras ocasionase la aplicación de correcciones por imprecisión de la medida, como se definen en el apartado 9, las correcciones se aplicarán a todos los equipos de medida que dependan de dicho transformador.

4.2.3 Instalación de transformadores de intensidad: Se instalará un juego de tres transformadores de intensidad con un secundario exclusivo para medida y, eventualmente, otros secundarios dedicados a otros fines.

La carga máxima del cable, empleado para la interconexión entre el transformador de intensidad y el equipo de medida, será inferior a 4 VA y su sección nunca será inferior a 6 milímetros cuadrados.

Cuando se instalen equipos redundantes, cada juego de transformadores de intensidad se situará a un lado del interruptor, conectándose el equipo de medida principal al transformador situado del lado de la línea.

4.3 Características de los contadores-registradores.

4.3.1 Contador de energía activa: Los contadores según la clase requerida y de forma transitoria hasta que se apruebe la correspondiente reglamentación específica de carácter metrológico, desarrollo de la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, deberán contar con el correspondiente certificado de conformidad con las normas UNE-EN 60.687 y UNE-EN 61.036 para su clase de precisión.

Ante la eventualidad de que algún aparato de las tecnologías más recientes no tenga en vigor la normativa UNE correspondiente, podrá aplicarse la correspondiente establecida por el CEI (Comité Electrotécnico Internacional).

Cumplirá una serie de requerimientos mínimos:

El sistema de medida empleado será de cuatro hilos.

El registro de energía activa será realizado en todos los sentidos en que sea posible la circulación de energía, siendo opcional el emplear para ello uno o más aparatos, según convenga.

4.3.2 Contador de energía reactiva: Los contadores, según la clase requerida y de forma transitoria hasta que se apruebe la correspondiente reglamentación específica de carácter metrológico, desarrollo de la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, deberán contar con el correspondiente certificado de conformidad con las normas UNE-EN 61.268 para su clase de precisión.

Ante la eventualidad de que algún aparato de las tecnologías más recientes no tenga en vigor la normativa UNE correspondiente, podrá aplicarse la correspondiente establecida por el CEI (Comité Electrotécnico Internacional).

En caso de no existir norma UNE ni CEI para la clase de precisión que se requiera, el Operador del Sistema propondrá los requisitos generales exigibles para el tipo de aparato de que se trate, a la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía, la cual autorizará su uso, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y del Centro Español de Metrología del Ministerio de Fomento.

Cumplirá una serie de requerimientos mínimos:

El sistema de medida empleado será de cuatro hilos.

El registro de energía reactiva será realizado en todos los cuadrantes en los que sea posible la circulación de energía, siendo opcional el emplear para ello uno o más aparatos, según convenga.

4.3.3 Registradores: Este equipo estará destinado al almacenamiento de las medidas procedentes de los contadores y a dar apoyo a la teletransmisión, tratamiento y preparación de la información de energía activa y reactiva. Las medidas no podrán obtenerse por integración de impulsos.

El registrador, así definido, puede estar integrado en un contador combinado o constituir un dispositivo independiente del contador.

Cada registrador puede almacenar información de uno o más equipos de medida. Es obligatorio que en cada parque de central o subestación donde se sitúe un punto de medida exista, al menos, un registrador. Cuando alguno de los equipos deba ser redundante o comprobante, se instalará un mínimo de dos registradores, de forma que cada equipo redundante o comprobante se conecta a un registrador distinto al del equipo principal.

Los registradores proporcionarán información detallada a nivel de cada punto de medida.

Deberá cumplir los siguientes requisitos:

El número de magnitudes a registrar no será inferior a ocho por punto de medida, estando las dos primeras

asociadas a los registros de energía activa, las cuatro siguientes a la energía reactiva y las dos últimas disponibles para usos futuros. Estas últimas podrán ser empleadas para registro de medidas de calidad de servicio, según disponga el reglamento de calidad correspondiente. A título orientativo, se puede considerar la posibilidad de que hagan referencia a medida de la continuidad de suministro y a medida de variaciones lentas de tensión. En aquellos puntos de medida donde nunca sea posible la circulación de energía activa en alguno de los dos sentidos, podrá reducirse el número de magnitudes a registrar hasta un tope de cinco, como mínimo.

El período de integración se fija, con carácter general, en una hora, aunque deberá ser posible parametrizar posteriormente valores inferiores. Los productores del régimen especial se atenderán a lo dispuesto en su legislación específica. Nunca se exigirán períodos de integración inferiores a cinco minutos.

Tendrá capacidad para almacenar los resultados en períodos, con fecha, hora y minuto, tal que el número de registros almacenados no sea inferior a cuatro mil para cada medida.

Para permitir la lectura local y la parametrización del equipo en modo local dispondrá de, al menos, un canal de comunicaciones apropiado, ya sea a través de un puerto serie RS-232, un optoacoplador según norma UNE-EN 61.107 o de cualquier otro soporte que, a juicio del Operador del Sistema, reúna, como mínimo, las prestaciones de los dos anteriores.

La parametrización del registrador sólo podrá realizarse por el Operador del Sistema o en quien éste delegue para la realización de esta tarea, que será el único autorizado para realizar dicha acción. En el equipo quedará constancia de la hora exacta en que se produce dicha reprogramación. Una contraseña de acceso al «software» del registrador garantizará la inaccesibilidad del sistema de parametrización del aparato.

La operación de puesta en hora del registrador se realizará preferiblemente mediante sistemas GPS, pudiendo emplearse otros procedimientos que cumplan los criterios de seguridad indicados para la parametrización y permitan alcanzar un nivel de sincronismo que no distorsione el cálculo de los balances de energía.

4.4 Instalación de contadores y registradores.

Los contadores y los registradores se instalarán sobre bases constituidas por materiales adecuados y no inflamables. Sobre dichas bases se colocarán cubiertas precintadas que permitan la lectura de las indicaciones de los contadores y de los registradores e impidan toda manipulación, tanto en los dispositivos como en los cables de conexión de los contadores con los registradores, en caso de que existan. Los precintos asegurarán la inaccesibilidad del conjunto para todos los agentes del Sistema, excepto para el Operador del Sistema, que será el encargado de colocar, o de retirar en su caso, los mismos.

El responsable del equipo de medida lo será también del quebranto indebido de los precintos que coloque el Operador del Sistema en dicho equipo.

Cuando, en las condiciones establecidas en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas, el Operador del Sistema delegue la realización de tareas que precisen la retirada de los precintos, éstos podrán ser retirados y vueltos a colocar por quien realice dicha tarea.

Para la instalación se podrá emplear cualquier combinación de contadores de energía activa, reactiva y registradores, tanto en aparatos individuales como formando parte de equipos combinados, optimizando el número de éstos, siempre y cuando se cumplan los

requerimientos enumerados en los apartados 4.3.1, 4.3.2 y 4.3.3, respectivamente, para cada uno de los aparatos.

En cualquier caso, los equipos mostrarán en su visor el valor acumulado de las variables medidas o registradas hasta el momento de la consulta, facilitando así su lectura. Asimismo, los equipos deberán colocarse de tal forma que la lectura de sus indicaciones se realice fácilmente, evitando en lo posible errores en la captación visual. Todos los elementos de comunicación entre el usuario y el equipo necesarios para la captura local de información serán de libre acceso, sin verse afectados por la carcasa o los sellos de seguridad.

Tanto los dispositivos de verificación como los contadores o equipos de registro se utilizarán con acceso frontal que permita realizar fácilmente las tareas de verificación y comprobación. Siempre que sea posible, estos aparatos se instalarán a una altura comprendida entre 0,50 y 1,80 metros.

4.5 Precisión de la medida.

En función de la clasificación de los puntos de medida, establecida en el Reglamento al que complementan estas Instrucciones Técnicas, será obligatoria una precisión determinada para los equipos de medida, enumerados en el apartado 3.

4.5.1 Equipos de tipo 1: Los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,2 para medida.

Los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,2S.

La clase de precisión de los contadores de energía activa será igual o mejor que 0,2S. La de los contadores de reactiva será igual o mejor que 0,5.

4.5.2 Equipos de tipo 2: Los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,5 para medida.

Los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,5S.

La clase de precisión de los contadores de energía activa será igual o mejor que 0,5S. La de los contadores de reactiva será igual o mejor que 1.

Esta clasificación se resume en el siguiente cuadro:

Tipo de punto	Sistema medida — Hilos	Clase de precisión			
		Transformadores		Contadores	
		Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	4	0,2	0,2S	≤0,2S	≤0,5
2	4	≤0,5	≤0,5S	≤0,5S	≤1

4.6 Redundancia de la medida.

4.6.1 Definición: Medida redundante es la obtenida mediante un equipo de medida instalado en el mismo punto que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de éste.

Medida comprobante es la obtenida mediante un equipo o conjunto de equipos instalados en el otro extremo de un solo elemento (línea, transformador, etc.) respecto del equipo de medida 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.

En el apartado 4.7 se detallan las configuraciones de equipos comprobantes admisibles a efectos de la

aplicación del Reglamento de Puntos de Medida y estas Instrucciones Técnicas Complementarias.

4.6.2 Medidas redundantes o comprobantes: Excepto lo dispuesto en el párrafo siguiente, deberá disponerse de medidas redundantes o comprobantes para todas las medidas de tipo 1. En las fronteras entre zonas de distribución, deberá existir obligatoriamente un equipo comprobante.

Tanto para las fronteras entre zonas de distribución como para las fronteras de cliente, cuyas tensiones, tanto en uno como en otro caso, sean inferiores a 36 kV, es recomendable, aunque no obligatorio, instalar equipos comprobantes o redundantes. En caso de anomalía en el equipo de medida principal y ante la ausencia de medida comprobante o redundante, se aplicará el mecanismo de estimación recogido en el apartado 9.2 de estas Instrucciones Técnicas Complementarias.

Una medida redundante o comprobante no debe verse afectada por el fallo de ninguno de los elementos que componen el equipo de medida principal, excepto el caso del párrafo siguiente, en el que no será de aplicación a los transformadores de medida compartidos.

Para puntos frontera con una potencia aparente nominal igual o inferior a 80 MVA, en caso de instalar un equipo redundante, éste podrá compartir el secundario de cualquiera de los transformadores de medida integrantes del equipo principal, siempre que se respete y observe lo establecido en el apartado 4.1.2, referente a la carga de los transformadores de medida. La Dirección General de la Energía podrá modificar o eliminar, de forma justificada, esta excepción en aquellos puntos que reúnan determinadas características.

Excepto para las fronteras entre zonas de distribución, la obligación de instalar equipos redundantes o comprobantes corresponde al responsable del equipo de medida principal, que será al mismo tiempo responsable de los equipos redundantes o comprobantes; si estos equipos deben colocarse en instalaciones propiedad de otro participante, se hará previo acuerdo con el mismo. En las fronteras entre zonas de distribución, la responsabilidad del equipo comprobante corresponderá al otro participante en la medida.

4.6.3 Comparación de medidas: La utilización de equipos comprobantes exige la compensación por pérdidas en los elementos de red interpuestos entre el punto de medida y el equipo comprobante, así como la verificación periódica de estos modelos de compensación de pérdidas, a fin de garantizar la comparabilidad de ambas medidas.

En el concentrador principal se contrastarán las medidas de los contadores principales y sus medidas redundantes o comprobantes, de acuerdo con el procedimiento que se especifique. El Operador del Sistema solicitará una verificación de los equipos siempre que dichos procedimientos de comprobación de medidas así lo aconsejen, si ninguno de los participantes en la medida lo hubiera solicitado con anterioridad.

Los resultados de estos contrastes se harán públicos a los interesados a través de los servicios de usuario del concentrador principal.

4.6.4 Requisitos de precisión: La precisión exigible a los equipos redundantes o comprobantes será la misma que se exige al equipo principal.

4.7 Configuraciones comprobantes.

Se incluyen en este apartado las configuraciones comprobantes admisibles a efectos de la aplicación del Reglamento de Puntos de Medida y estas Instrucciones Técnicas Complementarias.

En el apéndice C se ofrecen, a título de ejemplo, algunas de las configuraciones de contadores a que hacen referencia las presentes Instrucciones Técnicas Complementarias.

4.7.1 Utilización de medidas comprobantes en la frontera entre zonas de distribución: Los equipos comprobantes en la frontera entre zonas de distribución se situarán al otro extremo del elemento de conexión (línea, transformador, etc.).

4.7.2 Barras con más de una frontera: Se produce esta situación cuando sobre la misma barra se conectan instalaciones pertenecientes a más de dos participantes.

Cuando cada uno de los participantes disponga de equipos de medida completos, con medidas de tensión e intensidad independientes de las utilizadas por los demás participantes, la configuración se entenderá comprobante o redundante.

Todos los puntos de medida en una frontera de este tipo tendrán la misma clasificación en relación a la precisión de sus equipos. Dicha clasificación será igual a la más exigente de las que corresponderían a los distintos puntos de medida por separado.

4.7.3 Medida comprobante en las líneas de salida de generación: En las fronteras de generación, por acuerdo entre los participantes en la medida, los equipos comprobantes podrán situarse sobre cada una de las líneas de transporte, distribución o clientes que se encuentren conectadas a las barras de la central. Estas medidas deberán situarse en el punto más próximo posible a las barras de central.

En centrales multigrupo que constituyan una única unidad de oferta, según las Normas de Explotación que rijan dicho sistema, estos equipos definidos como comprobantes, podrán ser utilizados como equipos principales de medida. En caso de ser equipos de tipo 1, deberán contar con las correspondientes configuraciones redundantes o comprobantes de su medida.

4.7.4 Medida comprobante en bornas de alternador: La medida comprobante en fronteras de generación podrá obtenerse por diferencia entre la medida en bornas de alternador menos los consumos de auxiliares que se tomen de bornas del alternador, los cuales podrán ser medidos en el lado de baja del transformador de consumos auxiliares.

La medida comprobante definida en este apartado deberá ser tomada como principal para la medida de energía activa absorbida de la red a través del transformador principal de grupo cuando, por efecto del rango de funcionamiento, la precisión del equipo de medida principal se degrade por debajo de la clase correspondiente al equipo comprobante. En este caso particular, no aplicará la corrección por imprecisión.

4.7.5 Medida comprobante en antenas puras de generación: Cuando una central o grupo de centrales vierta su energía a la red mediante una única línea, de la que no dependan otros clientes ni centrales de otro propietario y que no forme malla con otras líneas de la red, podrá situarse el equipo de medida comprobante en el extremo de dicha línea.

4.7.6 Medida comprobante en la frontera transporte-distribución: La frontera transporte-distribución se establece con carácter general en el lado de baja del transformador que conecta ambas instalaciones. El equipo de medida comprobante podrá situarse en el lado de alta.

4.7.7 Medida comprobante en antenas puras de demanda: Cuando un cliente reciba su energía de la red mediante una única línea, de la que no dependan otros clientes ni centrales de otro propietario y que no forme malla con otras líneas de la red, podrá situarse el equipo de medida comprobante en el extremo de dicha línea.

4.8 Transmisión de datos, comunicaciones y lectura.

4.8.1 Consideraciones generales. Medidas firmes y provisionales: En general, en los equipos dotados de comunicaciones, los datos se pueden transmitir al concentrador de medidas principal mediante comunicación directa o a través de concentradores secundarios. También pueden existir equipos no dotados de comunicaciones en los que se utilizará la lectura local.

Las medidas recibidas en el concentrador principal se clasificarán por su grado de certeza en firmes o provisionales. Todos los registradores deben terminar enviando una medida firme, ya sea mediante comunicaciones o por lectura local. Cuando se reciba en el concentrador principal una medida firme referida al mismo punto y período que una medida provisional, se sustituirá la medida provisional por la medida firme.

Se considerarán firmes las medidas obtenidas por lectura local, las transmitidas directamente al concentrador principal o las captadas mediante concentradores secundarios que satisfagan los requisitos de integridad definidos en el apartado 7.1. Las medidas que no son firmes se calificarán de provisionales.

Los equipos de medida que no estén dotados de comunicaciones o que sean interrogados a través de concentradores secundarios que no cumplan los requisitos de integridad definidos en el apartado 7.1, deberán ser objeto de lectura local, a fin de que registren medidas firmes en el concentrador principal.

Los equipos de medida que mediante comunicaciones sean capaces de enviar medidas firmes no serán objeto de lectura local, sino que estarán sujetos al procedimiento de comprobación.

4.8.2 Equipos dotados de comunicaciones: Las medidas correspondientes al tipo 1 y las interconexiones internacionales deberán disponer obligatoriamente de comunicaciones y transmitir los datos contenidos en el registrador al concentrador principal de medidas eléctricas diariamente, de forma que estén disponibles antes de las ocho horas del día siguiente. La información así transmitida podrá ser firme o provisional.

Las demás medidas dotadas de comunicaciones se enviarán al concentrador principal con la periodicidad suficiente para garantizar que se captan todas las medidas tomadas por el contador. La frecuencia con que se envíen las medidas no será inferior a una vez al mes.

La obligación de transmitir las lecturas por comunicaciones para los equipos de medida situados en los sistemas extrapeninsulares se establecerá en su normativa específica.

4.8.3 Lectura local: La lectura local de los registradores se realizará con la periodicidad suficiente para garantizar que se captan todas las medidas tomadas por el contador. La frecuencia con que se tomen las lecturas no será inferior a una vez al mes.

La lectura local de los registradores la realizará el personal del Operador del Sistema o la empresa en que delegue para la realización de esta tarea, que no podrá ser la responsable del equipo de medida objeto de lectura. Esta limitación no aplicará cuando el equipo portátil utilizado para la lectura local no pueda ser manipulado por el lector.

La lectura local se realizará utilizando equipos portátiles, conectables al registrador, según lo especificado en el apartado 4.3.3.

4.8.4 Comprobación de medidas: Estarán sujetos al procedimiento de comprobación todos los equipos de medida que no sean objeto de lectura local y, además, todos aquellos cuya lectura local se haya delegado en alguno de los participantes en la medida.

La frecuencia con que se comprueben los equipos cuya medida tuviera la consideración de firme no será

inferior a una vez cada dos años. Para el resto de equipos no será inferior a una vez al año. Adicionalmente, podrán efectuarse cuantas comprobaciones estime necesarias el Operador del Sistema.

La comprobación de una medida tiene por objeto contrastar que las lecturas captadas por el concentrador principal coinciden con la información almacenada en el registrador local.

Cuando existan diferencias entre la información almacenada en el concentrador principal y la contenida en el registrador local y sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder, el equipo pasará a ser objeto de lectura local hasta que se compruebe que la información captada por comunicaciones coincide con la verdadera, según los procedimientos que defina el Operador del Sistema.

5. Tratamiento de los equipos existentes

Con objeto de reducir el volumen de inversión que supondría la sustitución de muchos de los transformadores de medida instalados con anterioridad a la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida, así como de un número importante de contadores que no cumplen con los requisitos de precisión exigidos, se permitirá la utilización de los mismos en las condiciones especificadas en este apartado hasta su sustitución por nuevo equipo.

Tanto las calibraciones como los ensayos de fabricante, realizados a los equipos existentes para comprobar el cumplimiento de los requisitos de precisión exigidos, deberán contar con la correspondiente aprobación de la Administración pública competente.

5.1 Transformadores de medida.

5.1.1 Requisitos de instalación y precisión: Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipo nuevo aquellos transformadores cuya clase de precisión sea igual o mejor que la indicada en el cuadro del apartado 5.3.

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 su clase de precisión sea igual o mejor que la indicada en el cuadro del apartado 5.3.

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 las disposiciones transitorias del Reglamento de Puntos de Medida.

5.1.2 Transformadores de tensión capacitivos: Siempre que cumplan las condiciones de precisión requeridas, podrá admitirse la utilización de los transformadores de tensión capacitivos existentes a la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida para la conexión de equipos redundantes o comprobantes.

Cuando los resultados de la última calibración practicada a dichos transformadores expresen un valor del error intrínseco igual o superior al 75 por 100 del límite del error garantizado por el fabricante, la siguiente calibración deberá efectuarse en un período máximo de veinticuatro meses.

Si el valor del error intrínseco es inferior al 75 por 100 del límite del error garantizado por el fabricante, la siguiente calibración deberá efectuarse en un período máximo de treinta y seis meses.

En caso de existir recomendaciones del fabricante acerca de los períodos de calibración, éstas deberán ser

complimentadas siempre que sean inferiores a los períodos anteriores.

En cualquier caso, tanto las calibraciones como los ensayos de fabricante realizados a los transformadores capacitivos existentes deberán contar con la correspondiente aprobación de la Administración pública competente.

5.2 Contadores y registradores: Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipo nuevo aquellos contadores existentes que, cumpliendo con el resto de requisitos exigidos para los de nueva instalación, tengan una clase de precisión igual o mejor que la indicada en el cuadro del apartado 5.3.

De los anteriormente aceptados, aquellos que únicamente puedan almacenar la medida en un registrador a través de la integración de impulsos, podrán ser empleados hasta su sustitución por uno nuevo, debiendo cumplir las siguientes condiciones:

Tanto el registrador que realice la integración de los impulsos como los contadores cuyos impulsos sean integrados por él, deberán instalarse dentro de una misma caja, que se precintará conforme a lo indicado en el apartado 4.4.

El cableado de conexión entre el registrador y los contadores estará íntegramente contenido en la caja precintada.

Estos contadores deberán ser de la clase exigida y la medida final obtenida como integración de impulsos deberá permanecer dentro de los requisitos de la correspondiente precisión. En el caso de que esta circunstancia no se cumpla se deberá proceder a la sustitución del equipo correspondiente por uno nuevo.

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

5.3 Precisión de la medida.

Para los componentes existentes de los equipos de medida admitidos dentro de este apartado 5, será obligatoria una precisión mejor o igual que la que le corresponda dentro de la tabla siguiente (6):

Tipo de punto	Sistema medida — Hilos	Clase de precisión			
		Transformadores		Contadores	
		Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	3 ó 4	0,5	0,5	0,5	1
2	3 ó 4	1	1	1	2

(6) Para ambos tipos de punto y de aparato de medida se adoptará el criterio de aceptar las clases de precisión ANSI 0,6, ANSI 0,3 y CEI 0,2 iguales o mejores que la clase CEI 0,5.

6. Características del concentrador principal

6.1 Información contenida en el concentrador principal.

El concentrador principal almacenará la información de medidas eléctricas detallada al mismo nivel y con la misma periodicidad exigida a los registradores de los equipos de medida.

Del mismo modo, se almacenarán en el concentrador todas aquellas medidas necesarias para efectuar la liquidación de los servicios complementarios, aunque no provengan de los equipos de medida definidos en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones

Técnicas Complementarias. Los procedimientos para la adquisición de esa información se definirán en las normas de explotación que rijan el funcionamiento de cada servicio complementario.

Adicionalmente, el concentrador almacenará información relativa a:

- Verificaciones y ensayos de los equipos de medida.
- Correcciones por averías efectuadas sobre las medidas.
- Características de los equipos.
- Carga de los transformadores de medida.
- Cualquier otra información que el Operador del Sistema estime oportuno, respetando la normativa sobre separación de aplicaciones y seguridad que se indican más adelante.

El concentrador principal no podrá almacenar información relativa a liquidaciones o flujos económicos de ningún tipo, en virtud de la normativa sobre separación de aplicaciones que se incluye en el apartado 6.3.3.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el concentrador durante un período mínimo de seis años naturales, contados a partir del año siguiente a la fecha de cada medida.

Con objeto de reducir los costes del concentrador, el acceso a la información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

6.2 Funciones del concentrador principal.

Las funciones que desarrolla el concentrador principal se clasifican en tres grupos: Funciones de usuario, funciones de administración y funciones de obtención y verificación de la información.

6.2.1 Funciones de usuario.

Las funciones de usuario permitirán consultar la información a quienes tienen acceso a ella, con las limitaciones necesarias para garantizar su confidencialidad e integridad.

A través de los servicios de usuario del concentrador principal se pondrá en conocimiento de los usuarios toda aquella información para la que el Reglamento de Puntos de Medida y estas Instrucciones Técnicas Complementarias establezca alguna obligación de publicidad, sea con carácter general o limitada a los sujetos con interés económico en una medida.

Además de los servicios descritos, el Operador del Sistema podrá incorporar otros adicionales.

6.2.2 Funciones de administración del concentrador principal: Las funciones de administración del concentrador principal incluyen el mantenimiento de las bases de datos y de los sistemas de comunicación, el almacenamiento y custodia de la información, la gestión de la seguridad del sistema, el control de costes de utilización del concentrador principal y de las comunicaciones de la red troncal, así como todas aquellas tareas que sean necesarias para el funcionamiento de las máquinas y la normal prestación del servicio.

6.2.3 Funciones de obtención y verificación de datos: Las funciones de obtención y verificación de datos incluyen la captura de las lecturas, la detección de discrepancias de los equipos redundantes y comprobantes definidos en las instrucciones técnicas complementarias, la elaboración de balances de energía, las lecturas locales de los contadores, las comprobaciones y verificaciones de equipos y, en general, todas aquellas funciones que permitan la captura a tiempo de los datos y su verificación.

6.3 Seguridad.

6.3.1 Consultas a la base de datos: El acceso de los usuarios para consulta estará limitado por contraseñas y se realizará en modo de «sólo lectura».

6.3.2 Captura de datos de medida: El modo de establecer la comunicación será objeto de acuerdo entre el Operador del Sistema y los responsables de los equipos de medida o los titulares de los concentradores secundarios con los que se realiza la conexión, dentro de las posibilidades técnicas del concentrador principal.

En la recepción de datos procedentes de redes públicas de comunicación, se adoptarán los procedimientos de validación de la información que acuerden el Operador del Sistema y el responsable de cada equipo de medida.

Los responsables de los equipos de medida establecerán las medidas de seguridad adicionales de encriptación de la información y limitación del acceso mediante contraseñas. En estos casos, los programas, claves y contraseñas necesarias deberán ser proporcionados al Operador del Sistema por el responsable del equipo de medida.

Si desde el concentrador principal se detectasen problemas de violación de la seguridad, en la recepción de datos de algunos equipos, se almacenará el máximo de información disponible sobre el incidente y se procederá a revisar el problema con los participantes en las medidas afectadas.

6.3.3 Separación de aplicaciones: Las aplicaciones de proceso de la información (para liquidaciones, etc.) se ubicarán en ordenadores diferentes al concentrador principal y accederán a la información del concentrador en modo de «sólo lectura».

Sólo residirán en el concentrador las aplicaciones que auditen la coherencia interna de los datos de medida y las utilidades de administración del sistema.

6.3.4 Redundancia: Los dispositivos de almacenamiento de datos del concentrador principal serán redundantes. El Operador del Sistema podrá adoptar medidas más restrictivas si lo considera oportuno, con objeto de garantizar que la información no se pierda en caso de fallo de los equipos.

6.4 Protocolo de comunicaciones para usuarios.

El protocolo de comunicación con el servidor de consultas del concentrador principal será único y estándar, de forma que pueda ser adquirido por los usuarios con un coste mínimo. Deberá ser implantado por el Operador del Sistema como parte de las especificaciones técnicas del concentrador principal.

6.5 Desarrollo de «software».

El Operador del Sistema desarrollará el «software» necesario para la puesta en marcha del concentrador principal. Los protocolos de comunicaciones para la captación de datos y demás «software» específico de los equipos de medida deberán ser facilitados por los responsables de los mismos, de forma que su implementación en el concentrador sea sencilla.

7. Características de los concentradores de medidas secundarios

7.1 Integridad de la información.

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

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

La integridad y autenticación de los datos procedentes de los registros de medida, entre un extremo origen en el punto donde se genera el registro y otro extremo destino en el concentrador principal, se garantizará, bien mediante la utilización de equipos «hardware», bien mediante la utilización de procedimientos «software», que eviten su modificación por sujetos ajenos al Operador del Sistema.

En el caso de optar por un procedimiento «software», se empleará, preferentemente, el método denominado de «firma electrónica». Este método establece una correspondencia entre un fichero de datos y una firma electrónica, generada en el extremo origen mediante algoritmo, que se adjunta con el anterior, conformando así el fichero mensaje. Una modificación cualquiera sobre el fichero de datos o sobre la firma electrónica, realizada en un punto intermedio de la cadena de comunicación, es detectada en el extremo destino, al deshacerse la correspondencia entre ambas partes del fichero mensaje.

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

La confidencialidad de los datos procedentes de los registradores de medida se garantizará mediante un conjunto de claves personalizadas asociadas a cada uno de los agentes, en función de sus derechos de acceso a la información, a fin de evitar su posible lectura por otros sujetos no autorizados. Tanto la concesión de los derechos de acceso a la información como la elaboración y asignación de las claves será responsabilidad del Operador del Sistema.

7.2 Canales y protocolos de comunicación.

Los canales y protocolos de comunicación utilizados por el concentrador secundario en la comunicación con el equipo de medida podrán ser cualesquiera.

Los canales y protocolos utilizados por un concentrador secundario para su comunicación con el concentrador principal serán acordados con el Operador del Sistema, de acuerdo con los procedimientos que éste defina y con las disposiciones contenidas en el Reglamento de Puntos de Medida y en sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

7.3 Uso de la información.

La utilización de la información de medida por el titular de un concentrador secundario se atenderá a lo libremente pactado con el responsable del equipo de medida.

8. Verificación

Los distintos elementos de un equipo de medida serán sometidos a verificaciones para comprobar su correcto funcionamiento, de acuerdo con lo establecido en este apartado.

El Operador del Sistema propondrá al Ministerio de Industria y Energía, el cual establecerá previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, el pro-

cedimiento general de reparación o sustitución a seguir en el caso de equipos de medida que al verificarlos se compruebe que no cumplen con algún requisito establecido.

8.1 Consideraciones generales.

Todos los equipos de medida estarán sometidos al control metrológico del Estado establecido en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, siendo de carácter complementario los controles o verificaciones establecidos en la presente Orden.

Tanto las calibraciones como los ensayos de fabricante realizados en una verificación deberán contar con la correspondiente aprobación de la Administración pública competente.

8.1.1 Tipos de verificación: Se consideran los siguientes tipos de verificación:

Verificación en origen: Tendrá lugar con anterioridad a la primera instalación del equipo y antes de reinstalarlo tras una reparación.

Verificación sistemática: Los equipos serán objeto de revisiones periódicas, en los plazos que se indican en los apartados 8.2 y 8.3, para cada tipo de equipo de medida.

Verificaciones a petición: Cada vez que uno de los participantes en la medida o el propio Operador del Sistema así lo solicite.

8.1.2 Protocolos:

8.1.2.1 Verificaciones en origen: En las verificaciones en origen, se adoptará el protocolo de ensayos del fabricante cuando incluya, como mínimo, los ensayos y condiciones definidos en el protocolo para verificaciones sistemáticas.

Las verificaciones en origen se realizarán en un laboratorio oficial autorizado.

8.1.2.2 Verificaciones sistemáticas: El Operador del Sistema propondrá al Ministerio de Industria y Energía, el cual establecerá previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, los requisitos mínimos exigibles de ejecución en cuanto a condiciones ambientales, requisitos de los patrones y equipo a utilizar, procedimiento, protocolo de ensayos y errores máximos permitidos. El sistema estará de acuerdo con los procesos del Sistema de Calibración Industrial, de la Administración competente, que se encuentren en vigor en el momento de llevar a cabo las verificaciones. En esta definición se deberán considerar los acuerdos del Grupo de Seguimiento del Reglamento de Puntos de Medida, definido en el apartado 10 de estas Instrucciones Técnicas Complementarias.

El citado protocolo se concretará en un formulario donde levantar acta de las verificaciones realizadas y que contendrá, como mínimo, la información siguiente:

Identificación y características del elemento a verificar.

Identificación y características de los patrones utilizados, con expresión del laboratorio donde se realizó la última calibración del patrón, su fecha y período de validez.

Tabla de errores obtenidos.

Lecturas y correcciones.

Condiciones ambientales y otros equipos utilizados. Comentarios y observaciones a la verificación.

El protocolo deberá ir firmado por los representantes de los participantes en la medida que hayan intervenido en la verificación y por el del Operador del Sistema. Los protocolos firmados serán registrados en el concentrador principal de medidas eléctricas y deberán ser hechos públicos a los interesados a través de los servicios de usuario del concentrador principal de medidas eléctricas.

8.1.2.3 Verificaciones a petición: Para las verificaciones a petición, se utilizará el mismo protocolo que para las verificaciones sistemáticas.

8.1.3 Lugar de la verificación: Las verificaciones sólo podrán ser efectuadas en el propio parque si se cumplen todos los requisitos mínimos exigibles definidos para las verificaciones sistemáticas.

Las verificaciones sistemáticas se realizarán en el propio parque siempre que sea posible. De no serlo, la verificación se realizará en un laboratorio que cumpla con los requisitos mínimos exigibles.

Las verificaciones a petición se realizarán en el parque, si ello es posible o en el laboratorio, según decida el solicitante.

Para la verificación de contadores, es obligatorio, sin excepción, la instalación de dispositivos de verificación tal como describe el Reglamento del Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, en su instrucción MIE-RAT 08 contenida en la Orden de 6 de julio de 1984 del Ministerio de Industria y Energía, sin perjuicio de lo que disponga cualquier otra normativa que le sea de aplicación.

8.2 Plazos para la verificación de contadores.

8.2.1 Contadores principales: Los contadores principales se someterán a los siguientes tipos de verificaciones, para comprobar su correcto funcionamiento, de acuerdo con lo establecido en el apartado anterior:

Verificación en origen: Tendrá lugar con anterioridad a la primera instalación del contador y antes de reinstalarlo tras una reparación.

Verificación sistemática: Los contadores serán objeto de revisiones periódicas, según su clasificación:

Los equipos situados en las interconexiones internacionales, todos los años.

El resto de equipos de tipo 1, cada dos años.

El resto de equipos de tipo 2, cada tres años.

La primera verificación sistemática, tendrá lugar dentro de los tres meses posteriores a la puesta en servicio del contador, debiendo realizarse con carga real. Por acuerdo entre los participantes en una medida, los plazos anteriores podrán acortarse.

Verificaciones a petición: Cada vez que uno de los participantes en la medida o el propio Operador del Sistema así lo solicite.

8.2.2 Contadores redundantes o comprobantes: Los contadores redundantes y comprobantes de cualquier tipo se someterán al mismo régimen de revisiones que corresponda al contador principal, a excepción de las verificaciones sistemáticas, que tendrán lugar cada tres años si los participantes en la medida no acuerdan un plazo menor.

8.3 Plazos para la verificación de transformadores de medida.

Los plazos para la revisión de transformadores de medida afectarán tanto a los que alimentan equipos de medida principales como comprobantes o redundantes:

Verificación en origen: Tendrá lugar con anterioridad a la primera instalación del transformador y antes de reinstalarlo tras una reparación.

Verificación sistemática: Los plazos para verificación de transformadores capacitivos se indican en el apartado 5.1.2 de estas instrucciones técnicas complementarias. En los demás casos, los transformadores serán objeto de revisiones periódicas en plazos que varían según su aislamiento principal:

Papel-aceite, cada quince años.

El resto, cada cinco años.

Si las recomendaciones del fabricante del equipo, la normativa aplicable o las normas UNE especificasen plazos menores para las verificaciones de determinados equipos, se respetarán los plazos dispuestos por dichas especificaciones.

Por acuerdo entre los participantes en una medida los plazos anteriores podrán acortarse.

Cuando la configuración del parque permita comprobar las medidas que dependen de ciertos transformadores con medidas obtenidas de otros transformadores distintos, sin introducir en la comprobación errores superiores a la precisión exigida a los equipos, el Operador del Sistema y los participantes en la medida podrán acordar posponer las verificaciones sistemáticas por plazos de un año cada vez, en tanto la comprobación mencionada no arroje diferencias superiores a los errores admisibles en las medidas.

Verificaciones a petición: Cada vez que uno de los participantes en la medida o el propio Operador del Sistema así lo solicite.

8.4 Reparaciones.

Las reparaciones necesarias para la corrección de las averías detectadas durante una verificación se realizarán siempre en laboratorio. El equipo reparado deberá ser objeto de verificación en origen antes de volver a ser instalado.

La reparación de estos instrumentos sólo podrá ser efectuada por personas o entidades inscritas, a tal efecto, en el Registro de Control Metrológico establecido por el Real Decreto 1618/1985, de 11 de septiembre.

Cuando el elemento averiado esté dotado de memoria de almacenamiento de datos, deberá recuperarse la información contenida en el mismo antes de proceder a su desconexión.

Cuando algún elemento de un equipo, que no se adecue a las disposiciones del Reglamento de Puntos de Medida y de sus Instrucciones Técnicas Complementarias, se averíe, no podrá repararse, debiendo procederse a su sustitución. Cuando un elemento de un equipo se averíe por segunda vez en un plazo inferior al fijado para sus revisiones periódicas, a petición de alguno de los participantes en la medida o del Operador del Sistema, no podrá repararse, debiendo procederse a su sustitución a cargo del responsable del equipo. Los elementos sustituidos no podrán volver a ser utilizados en ninguna otra instalación objeto del Reglamento de Puntos de Medida.

Los equipos sustituidos deberán ser conformes a las disposiciones del Reglamento de Puntos de Medida y de sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

8.5 Equipos de verificación de contadores.

Para las verificaciones en las instalaciones, los equipos de verificación deberán ser aportados por la empresa responsable del equipo de medida que se prueba, excepto en el caso de los clientes, donde el equipo de verificación será aportado por el otro participante de la medida. La empresa obligada a aportar los equipos de verificación deberá alquilarlos para la prueba, si no dispone de ellos.

8.5.1 Características de los patrones: Los patrones utilizados para la verificación de contadores de clase 0,2 o mejor serán de clase 0,05 o mejor. Para la verificación de contadores de clase peor que 0,2 se utilizarán patrones de clase igual o mejor que 0,1.

8.5.2 Contratación de los patrones: Todos los patrones utilizados para las verificaciones de contadores serán calibrados garantizándose la trazabilidad a los patrones nacionales. El Operador del Sistema, de acuerdo con las disposiciones vigentes al efecto, propondrá

a la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía, el procedimiento, equipo y condiciones mínimas exigibles para la calibración de patrones, así como su periodicidad y límites máximos de error permitidos. La Dirección General de la Energía, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, dará traslado de la propuesta al Centro Español de Metrología para su resolución. Cada patrón dispondrá de su correspondiente historial que comprenderá sus certificados de calibración emitidos por el laboratorio oficial autorizado donde se efectuaron y cuanta información se considere relevante para efectuar un buen seguimiento metrológico de su comportamiento.

9. Corrección por imprecisión y estimación de medidas

9.1 Corrección por imprecisión.

Toda medida obtenida mediante la utilización de equipos compuestos por elementos, cuya precisión sea peor a la exigida para los equipos de nueva instalación, será corregida para considerar el posible mayor error. Asimismo, la medida obtenida a través de equipos que alimentan a un sistema de tres hilos se verá afectada por un factor de corrección frente al sistema de cuatro hilos.

La corrección, aplicable a medidas tanto de energía activa como de reactiva, vendrá dada por la fórmula siguiente:

$$E_c = E_m \cdot [F_{cl} \cdot (\Delta\epsilon_V + \Delta\epsilon_I + \Delta\epsilon_C) + F_{3h}]$$

siendo:

$$\Delta\epsilon_V = ERR_V - C_{NV}$$

$$\Delta\epsilon_I = ERR_I - C_{NI}$$

$$\Delta\epsilon_C = ERR_C - C_{NC}$$

donde:

E_c : Corrección en energía, a sumar o restar de la medida E_m para obtener la medida corregida.

E_m : Saldo neto de energía que atraviesa el contador.

F_{cl} : Factor comprendido entre 0,5 y 1, a definir por la Dirección General de la Energía.

F_{3h} : Factor comprendido entre 0 y 0,002, a definir por la Dirección General de la Energía, para cada instalación.

C_{NV} : Valor numérico del requisito mínimo de clase de precisión para transformadores de medida de tensión de nueva instalación, expresado en tanto por uno.

C_{NI} : Valor numérico del requisito mínimo de clase de precisión para transformadores de medida de intensidad de nueva instalación, expresado en tanto por uno.

C_{NC} : Valor numérico del requisito mínimo de clase de precisión para contadores de energía de nueva instalación, expresado en tanto por uno.

ERR_V : Valor numérico del error de precisión para transformadores de medida de tensión, expresado en tanto por uno.

ERR_I : Valor numérico del error de precisión para transformadores de medida de intensidad, expresado en tanto por uno.

ERR_C : Valor numérico del error de precisión para contadores de energía, expresado en tanto por uno.

$\Delta\epsilon_V$: Valor de la diferencia $ERR_V - C_{NV}$.

$\Delta\epsilon_I$: Valor de la diferencia $ERR_I - C_{NI}$.

$\Delta\epsilon_C$: Valor de la diferencia $ERR_C - C_{NC}$.

Desde la fecha en que se haya realizado la última calibración, o el último ensayo de fabricante, y durante los siguientes cinco años, se considerará vigente el error de precisión detectado entonces (ERR_V y/o ERR_I y/o ERR_C). A estos efectos, siempre que se cumpla el plazo

de vigencia del error detectado, las calibraciones y los ensayos de fabricante que hayan sido realizados con anterioridad a la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida podrán considerarse como válidos. En cualquier caso, tanto las calibraciones como los ensayos de fabricante deberán contar con la correspondiente aprobación de la administración pública competente.

En caso de que el error de precisión (ERR) sea menor o igual que el requisito mínimo exigido (C_N) correspondiente, se le asignará un valor nulo al $\Delta\epsilon$.

Si el error de precisión (ERR) detectado en la última calibración, o en el último ensayo de fabricante, está fuera de la clase de precisión del elemento de medida (transformador o contador) calibrado, éste deberá ser sustituido por uno nuevo que cumpla los requisitos exigidos.

En caso de no disponer del valor de error de precisión (ERR) requerido, se empleará como tal el correspondiente a la clase de precisión del elemento de medida (transformador o contador) utilizado.

La corrección se aplicará siempre en sentido favorable al participante en la medida que no sea responsable del equipo de medida cuya lectura se está corrigiendo.

Cuando la medida principal sea de la precisión exigida y la medida redundante o comprobante no lo sea, sólo se aplicará esta corrección a aquellas medidas que hayan tenido que ser tomadas del equipo redundante o comprobante por no disponer de medida firme del equipo principal, según se indica en el Reglamento de Puntos de Medida.

La corrección por imprecisión se aplicará a los equipos de tipo 1 a partir de treinta meses después de la fecha de entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida, y a los equipos de tipo 2 a partir de cuarenta meses después de la fecha de entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida.

9.2 Estimación de medidas.

La estimación de medidas es un servicio que proporciona el Operador del Sistema para posibilitar el cierre de los balances de energía en las distintas zonas de la red cuando se carece de medidas firmes en algunos puntos, como se prevé en el artículo 28 del Reglamento de Puntos de Medida.

Las estimaciones serán puestas en conocimiento de todos los sujetos con interés económico en esa medida mediante su publicación a través de los servicios de usuario del concentrador principal de medidas eléctricas, al objeto de permitir las reclamaciones que prevé el artículo 29 del Reglamento de Puntos de Medida.

9.2.1 Costes del servicio: Los costes que ocasiona la estimación de medidas al Operador del Sistema serán soportados por los responsables de los equipos cuya medida se estima, en las condiciones que se señalan en el artículo 26 del Reglamento de Puntos de Medida.

La tarifa por cada estimación será función del tipo de estimación realizado, la clasificación del punto de medida y la energía circulada durante el período para el que se carece de lectura firme. Se determinará mediante aplicación del coeficiente que se indica en cada apartado a una tarifa base. Esta tarifa base se establecerá por aplicación del precio de la energía que se indica en la Orden de Tarifas vigente a la energía estimada para el período que va desde una semana antes de la detección de la pérdida hasta el momento en que se restablece la medida.

9.2.2 Datos de partida para la estimación: Para la estimación de medidas en un punto y período se distinguen dos casos en función de que se disponga o no de medida firme del total de energía circulada durante el período objeto de estimación.

Para conocer la distribución en el tiempo durante el período estimado de la energía circulada podrá recurrirse a la medida provisional, a la integración de telemidas o a la estimación a partir de históricos.

La integración de una telemida será válida para la estimación sólo si así lo hubieran acordado los participantes en la medida y el Operador del Sistema.

9.2.3 Estimación de medidas conocido el total de energía circulada: Cuando se dispone de medida firme del total de energía circulada, las estimaciones se corregirán proporcionalmente para que el total estimado coincida con el total obtenido por lectura firme.

Si se dispone de medida provisional o de integración de telemidas y el total que arrojan no difiere en más de un 2 por 100 de la medida firme de que se dispone, se utilizará como medida firme la mejor de ambas aproximaciones, una vez corregida. En este caso, no procederá abonar nada por la estimación.

Si no se dispone de medida provisional ni de telemidas, o si el total que arrojan difiere en más de un 2 por 100 del obtenido por lectura firme, el Operador del Sistema estimará la distribución en el tiempo de la energía circulada por el punto de medida durante el período objeto de estimación, utilizando la medida provisional, las telemidas o la información histórica, cobrando una tarifa igual al 5 por 100 de la tarifa base del servicio.

9.2.4 Estimación de medidas cuando se desconoce el total de energía circulada: Si se dispone de medida provisional y de integración de telemidas y ambas difieren en menos de un 2 por 100, se adoptará como medida provisional y no procederá abonar nada por la estimación. Si ambas medidas difieren en más de un 2 por 100 se desechará la telemida y se aplicará lo indicado en el párrafo siguiente.

Si dispone sólo de medida provisional o sólo de integración de telemidas, se aceptará el dato de que se disponga como medida provisional. La tarifa por esta estimación se fijará en el 5 por 100 de la tarifa base del servicio.

Si no se dispone de medida provisional ni de integración de telemidas, se realizará la estimación en base a históricos. La tarifa por esta estimación se fijará en el 10 por 100 de la tarifa base del servicio.

10. Grupo de Seguimiento

Se constituirá un Grupo de Seguimiento de la aplicación del Reglamento de Puntos de Medida, formado por representantes de los participantes en los puntos de medida que entran dentro del ámbito del Reglamento al que complementan estas Instrucciones Técnicas, y por los expertos en metrología eléctrica que se considere oportuno. También estarán representados el Centro Español de Metrología del Ministerio de Fomento y la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía. Estará presidido por un representante del Operador del Sistema.

El objetivo de este Grupo de Seguimiento será facilitar la implementación de los principios expuestos en el Reglamento de Puntos de Medida y posibilitar las tareas de instalación de los equipos necesarios.

11. *Apéndice A: Normativa aplicable en materia de equipos a medida*

(Apéndice normativo)

Relación de normas UNE que se declaran de obligado cumplimiento a los efectos de la presente Orden:

UNE 21088 Transformadores de medida.

Transformadores de Tensión:

Ensayos dieléctricos a frecuencia industrial de arrollamientos primario y secundario.

- Ensayo de la capacidad de soportar cortocircuitos.
- Ensayo de calentamiento.
- Ensayo a la tensión de choque.
- Ensayo de tensión inducida.
- Descargas parciales.

Transformadores de Intensidad:

Ensayos dieléctricos a frecuencia industrial de arrollamientos primario y secundario.

- Ensayo de sobretensión entre espiras.
- Ensayo de cortocircuito.
- Ensayo de calentamiento.
- Ensayo a la tensión de choque.
- Descargas parciales.

Comprobación de la intensidad de seguridad asignada.

UNE-EN 60687 Contadores estáticos de energía activa para corriente alterna de clases 0,2 S y 0,5 S.

UNE-EN 61036 Contadores estáticos de energía activa para corriente alterna de clases 1 y 2.

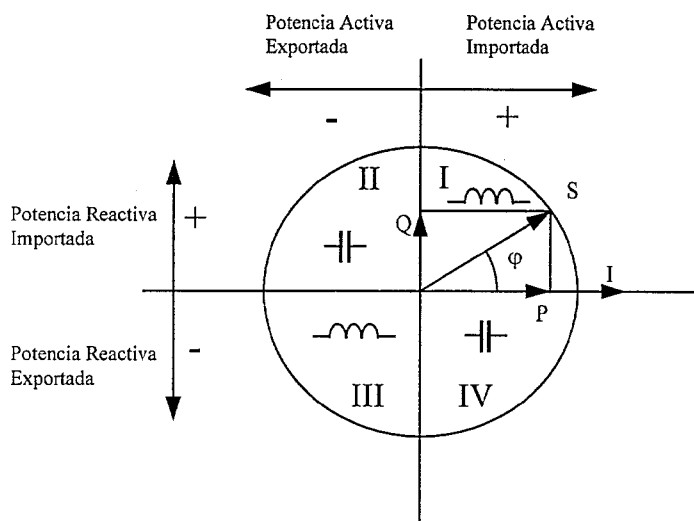
UNE-EN 61268 Contadores estáticos de energía reactiva para corriente alterna de clases 2 y 3.

UNE-EN 61107 Intercambio de datos a nivel local.

12. Apéndice B: Definición de magnitudes eléctricas y convenio de signos

(Apéndice informativo)

Se reproduce a continuación la representación geométrica de las potencias activa y reactiva, de acuerdo a los capítulos 12 y 14 de la norma CEI 375 (UNE 21 336):



Notas:

El vector intensidad es el que se toma como referencia en el diagrama (fijado sobre la derecha)

El vector tensión varía su dirección en función del ángulo de desfase ψ .

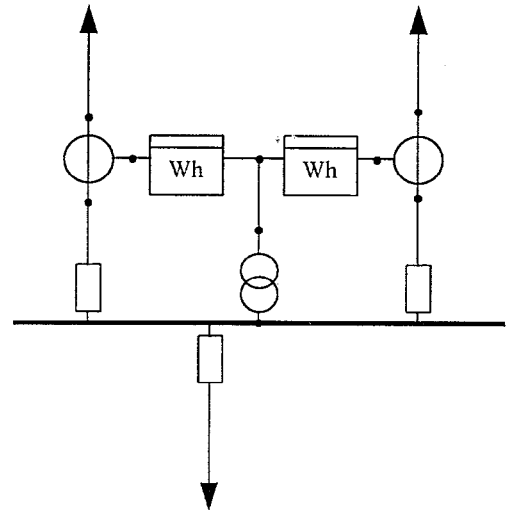
El ángulo de desfase ψ entre la tensión V y la intensidad I es considerado positivo en el sentido trigonométrico (opuesto al giro de las agujas del reloj).

13. Apéndice C: Ejemplos de instalación de medidas (Apéndice informativo)

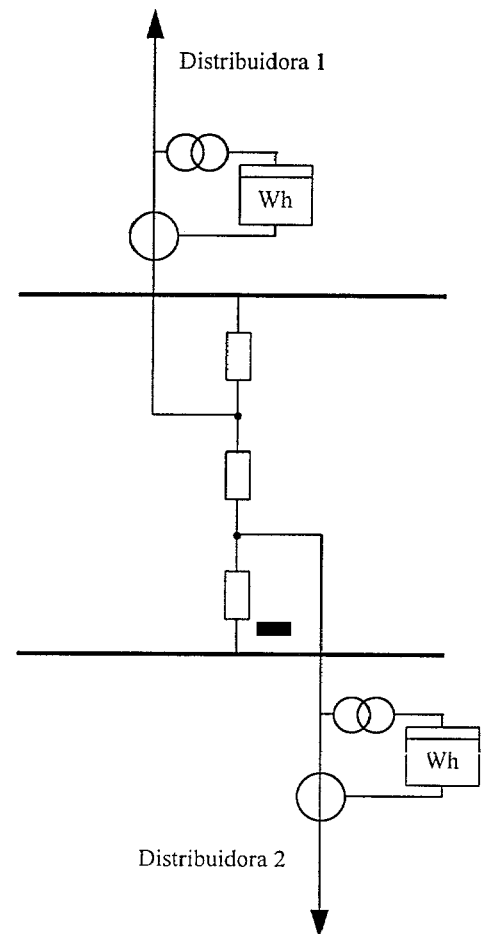
A continuación se ofrecen, a título de ejemplo, algunas de las configuraciones de contadores a que hacen referencia las instrucciones técnicas complementarias.

13.1 Medida de tensión en barras.

La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para la utilización de la medida de tensión en barras.



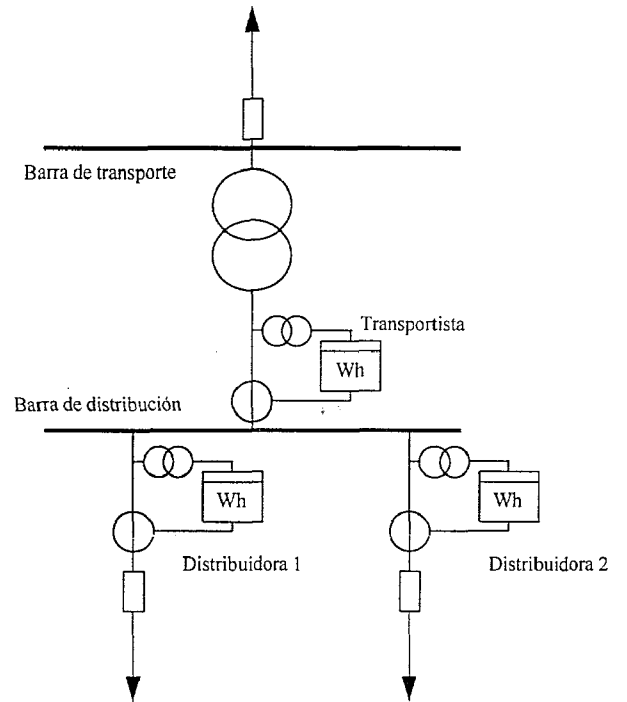
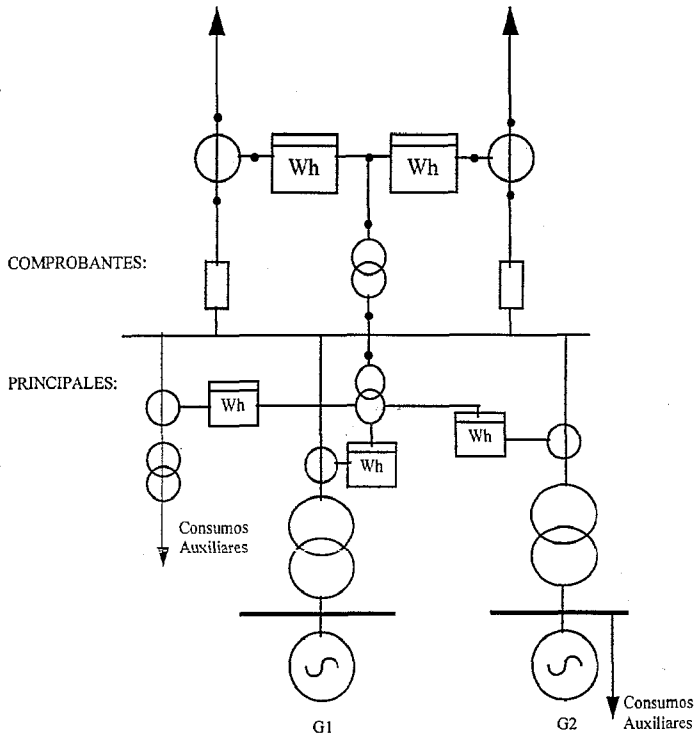
La medida de tensión en barras no es admisible en configuraciones de interruptor y medio. El ejemplo muestra una de las formas admisibles para esta configuración (con medida de tensión en las líneas).



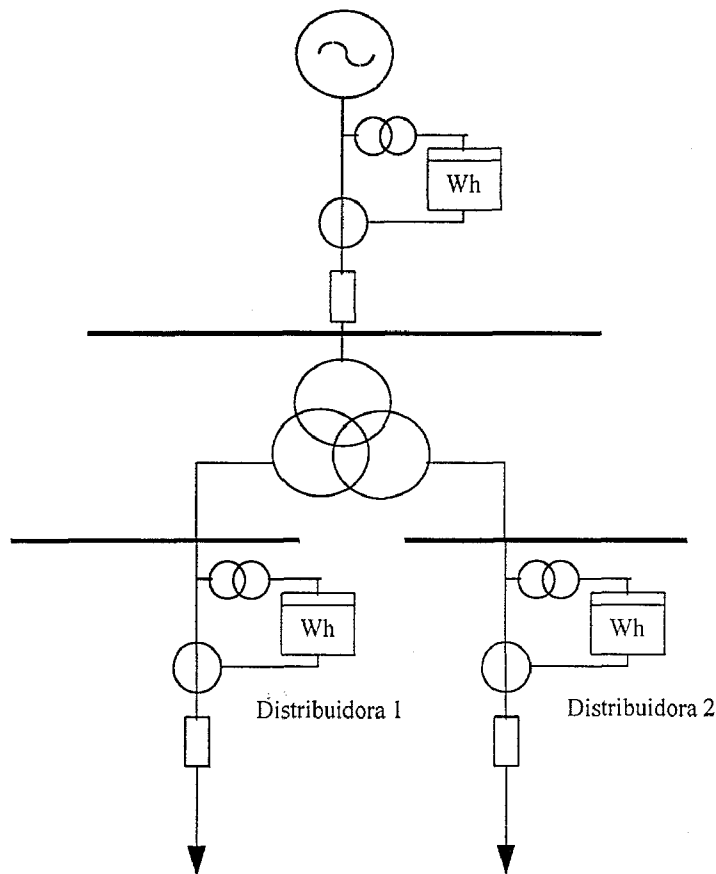
Quando la configuración sea redundante, será necesario disponer de dos medidas de tensión en barras, una para los principales y otra para los redundantes.

13.2 Configuraciones comprobantes.

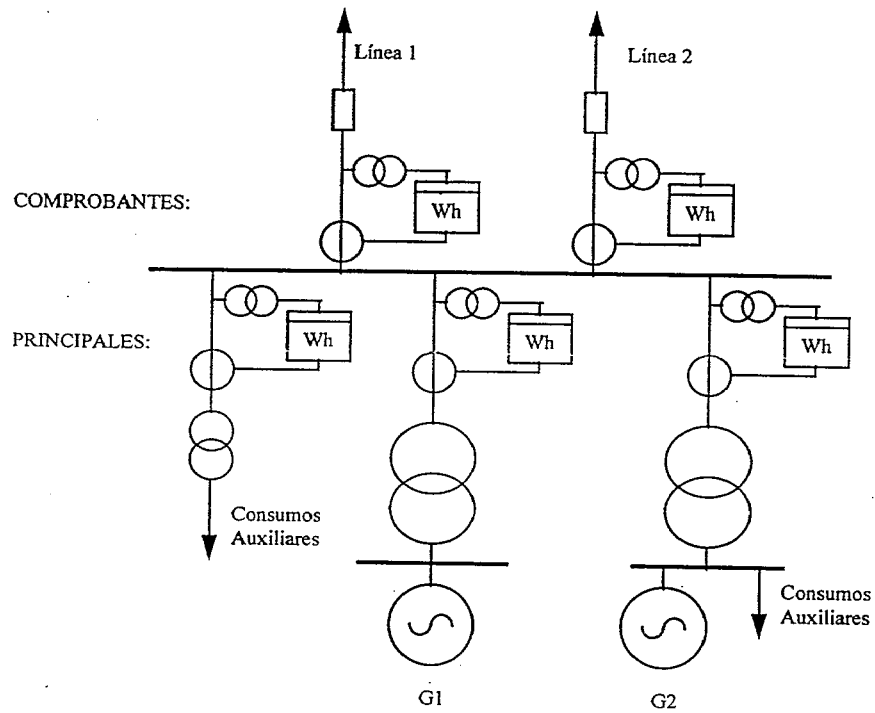
13.2.1 Barras con más de una frontera: La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para barras con más de una frontera. El ejemplo muestra la frontera entre una empresa transportista y dos distribuidoras.



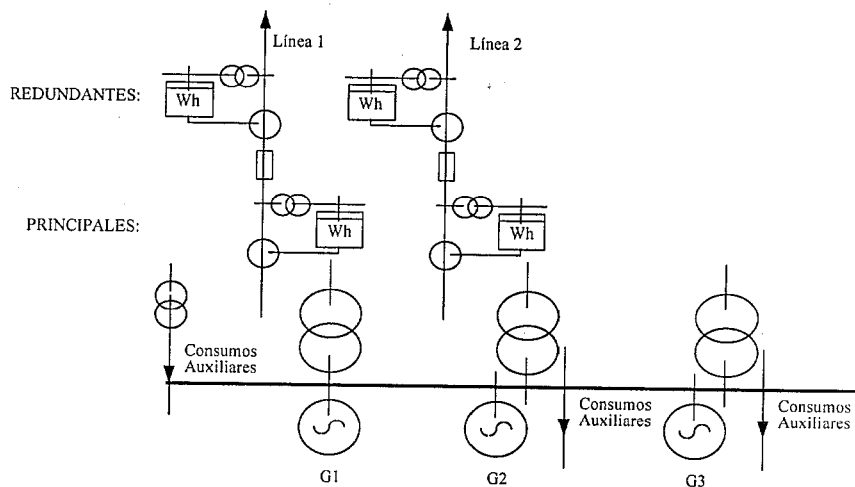
En el siguiente ejemplo la «barra» con más de una frontera es un transformador de tres devanados. La configuración comprobante que se muestra es conforme a lo indicado en estas instrucciones:



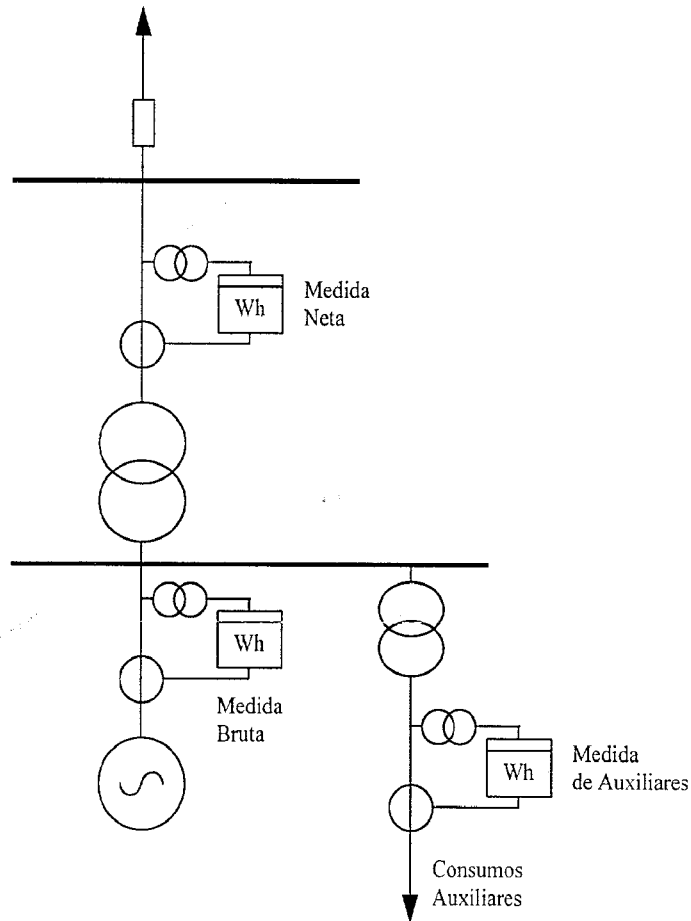
13.2.2 Medida comprobante en las líneas de salida de generación: La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para las fronteras de generación cuando se instalan las medidas comprobantes en las líneas. La figura muestra la medida de tensión en líneas, si bien podría estar en barras.



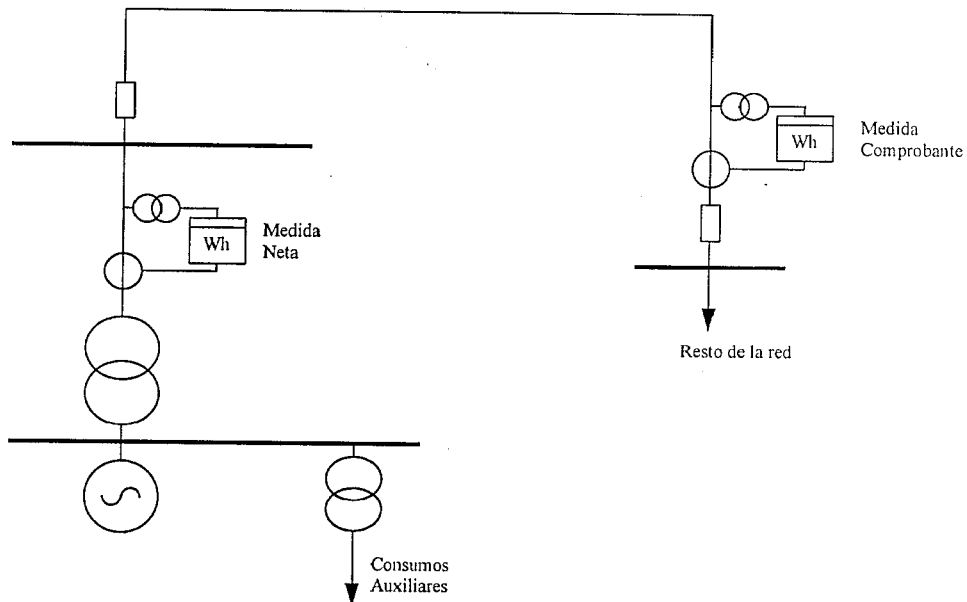
En las condiciones descritas en el texto, existe la posibilidad de que exista una medida principal en las líneas de salida de una central multigrupo que constituya una unidad de oferta de generación.



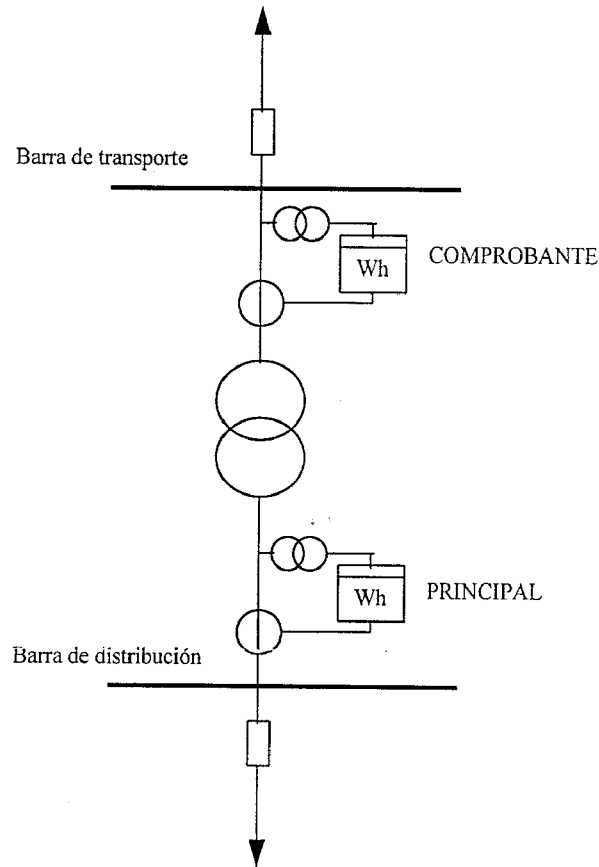
13.2.3 Medida comprobante en bornas de alternador: La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para los casos en que se permite utilizar la medida en bornas de alternador como comprobante de la medida de energía neta, en sustitución del requisito de redundancia.



13.2.4 Medida comprobante en antenas puras de generación: La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para los casos en que se permite utilizar la medida comprobante al otro extremo de la línea (centrales en antena pura de generación), en sustitución del requisito de redundancia:



13.2.5 Medida comprobante en la frontera transporte-distribución: La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para los casos en que se permite utilizar la medida en alta como comprobante en la frontera transporte-distribución.



13.2.6 Medida comprobante en antenas puras de demanda: La siguiente configuración es conforme a lo especificado en estas instrucciones para los casos en que se permite utilizar la medida comprobante al otro extremo de la línea (clientes en antena pura de demanda), en sustitución del requisito de redundancia:

