

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

13771 *Resolución de 8 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 46 que las empresas comercializadoras deberán, entre otras obligaciones, prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan. Asimismo, regula que los consumidores directos en mercado tendrán, entre otras, esta misma obligación de prestación de garantías.

Por su parte, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, determina en su artículo 4 los requisitos de los sujetos del mercado de producción, estableciendo que deberán prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación y cumplir los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos. Además, los sujetos obligados a intervenir en el mercado de producción de energía eléctrica no podrán participar en dicho mercado sin la prestación de las debidas garantías.

Por otro lado, el artículo 71.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que establece las obligaciones de las empresas comercializadoras, determina entre otros aspectos que «Para poder adquirir energía eléctrica con el fin de suministrar a sus clientes, deberán presentar al Operador del Sistema, al Operador del Mercado y a las empresas distribuidoras, las garantías que resulten exigibles». Adicionalmente, en su artículo 73.3 establece que «Para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente».

La Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, define en su artículo 16 el Sujeto de Liquidación Responsable del Balance (BRP) de los puntos frontera de los consumidores. En su artículo 17 regula los requisitos para convertirse en BRP, estableciendo que deben acreditar la capacidad económica, en particular, depositar las garantías de pago establecidas en el procedimiento de operación.14.3. Asimismo, en su artículo 18 establece el requisito de que «todos los BRP deben ser responsables financieros de sus desvíos y deben liquidarlos con el TSO al que están conectados [artículo 18.6.c) del Reglamento EB] [...] Todos los BRP serán responsables financieros de sus desvíos cuya liquidación es responsabilidad del operador del sistema eléctrico español».

Adicionalmente, el P.O. 14.1, que regula las condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, establece que los BRP serán responsables financieros del coste de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad que se liquidan por la

energía medida en sus consumidores, conforme a lo establecido en el P.O.14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

Las garantías vigentes de operación básica y adicionales acreditan la capacidad económica de un comercializador de acuerdo a sus desvíos históricos, requiriendo entre uno y cuatro meses para adecuar el importe de las garantías a los consumos. Así, las garantías actuales no permiten una cobertura adecuada cuando las carteras de CUPS no son estables, existiendo riesgo de impago asociado al incremento de CUPS asignados a un BRP en tanto en cuanto éste es responsable financiero de sus desvíos, y del coste de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad que se liquidan por la energía medida en sus consumidores.

Mediante la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019, dicha Comisión solicitó a Red Eléctrica de España, SA, que revisase el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado que realizan la actividad de comercialización, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

Entre el 8 de abril y el 9 de mayo de 2021, el operador del sistema sometió a consulta pública su propuesta de adaptación de los procedimientos de operación 10.5, 14.1, 14.3 y 14.4, conforme a lo dispuesto en la citada resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Tras analizar las observaciones recibidas y modificar su propuesta inicial, Red Eléctrica de España, SA, remitió en agosto de 2021 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia su propuesta de modificación de los procedimientos de operación 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», 14.3 «Garantías de pago», y 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema». Asimismo, remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía de este Ministerio su propuesta de modificación del procedimiento de operación 10.5 «Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

El paquete de procedimientos de operación remitido por Red Eléctrica de España, SA, propone, en esencia, definir una garantía mínima dinámica para acreditar la capacidad económica de un BRP para incorporar puntos frontera de consumidores. Con esto, se pretende mitigar el riesgo de impago en la liquidación que gestiona el operador del sistema para los BRP con puntos frontera de consumidores (CUPS), riesgo que aumenta cada vez que se le asignan nuevos CUPS. Conforme lo anterior, en la propuesta de P.O. 14.3 se define una garantía mínima dinámica y proporcional al consumo de energía de los consumidores del BRP y a su comportamiento observado de desvíos, que se calcula a partir de los consumos esperados en los puntos de suministro, sin incluir pérdidas, y aplicando un coeficiente de minoración. Esta garantía supone un adelanto, pero no un aumento, de las garantías exigibles vigentes. Si bien el cálculo de la garantía será diario, se propone la validación ex-post de la capacidad económica de un BRP por los CUPS que fueron autorizados siete días antes.

Según señala el operador del sistema en su informe justificativo, la aprobación de dicha propuesta reduciría los impagos y las garantías de operación adicionales que deben depositar los BRPs por los pagos pendientes hasta la liquidación definitiva, y adicionalmente, la modificación de los procedimientos de operación 10.5 y 14.1 para adelantar la Liquidación Intermedia Provisional reduciría también la garantía mínima propuesta, limitando al máximo su efecto sobre la libertad de entrada.

Posteriormente, la Resolución de 30 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobó la modificación de los procedimientos de operación 14.1, 14.3 y 14.4 para incorporar una garantía mínima dinámica que acredite la capacidad económica de sujetos responsables de balance para la liquidación de sus

consumidores. En concreto, el P.O. 14.3 se modifica para establecer dicha garantía. Asimismo, el P.O. 14.1 se modifica para adelantar un mes y diez días la liquidación intermedia provisional, en línea con el adelanto de un mes del cierre de medidas recogido en la propuesta de modificación del P.O. 10.5, permitiendo reducir el volumen de garantías de operación adicionales y acreditativas de la capacidad económica, así como reducir el nivel de deuda con riesgo de impago. Por otra parte, el P.O. 14.4 se modifica para permitir, en las liquidaciones iniciales provisionales (sin medidas de demanda), asignar una parte del saldo de energía como desvío provisional a los BRPs que hayan adquirido en los mercados de producción una cantidad de energía insuficiente para el consumo de sus puntos frontera de consumidores.

Los procedimientos de operación aprobados mediante Resolución de 30 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, no entrarán plenamente en vigor hasta que se adapte el procedimiento de operación 10.5, tal y como señala el apartado segundo de dicha resolución.

En relación con lo anterior, la propuesta de modificación del procedimiento de operación 10.5 remitida el 25 de agosto de 2021 por Red Eléctrica, SA, a este Ministerio, incorpora los cambios necesarios para poder implementar la garantía mínima dinámica incorporada en el P.O. 14.3.

En concreto, se propone adecuar los intercambios de información entre participantes del sistema de medidas para recoger la frecuencia diaria necesaria del intercambio de información de los CUPS asignados a cada comercializadora que no sea de referencia, y que resulta necesaria para implantar la propuesta de garantía mínima dinámica. Asimismo, se propone modificar los intercambios de información para informar a los distribuidores de los comercializadores que no sean de referencia para los que no se debe tramitar el alta de nuevos suministros por no disponer de capacidad económica suficiente.

Adicionalmente, se propone modificar el P.O. 10.5. para adelantar un mes la recepción de medidas del consumo y generación del mes M, del vigente mes M+3 al mes M+2, que pasará a denominarse cierre intermedio, con objeto de adelantar de la Liquidación Intermedia Provisional del mes M+4 al mes M+3. El adelanto de un mes en la publicación de datos del cierre de medidas se propone en sintonía con los cambios ya incorporados en el P.O. 14.1 vigente, permitiendo conjuntamente adelantar un mes y medio la Liquidación Intermedia Provisional, y posibilitando reducir tanto la deuda con riesgo de impago como el volumen de las garantías exigidas a los BRPs.

Por último, se propone modificar el P.O. 10.5 para recoger que el concentrador principal publique diariamente al sistema de liquidaciones y a los participantes en la medida la energía mensual total consumida por unidad de programación en el mes M del año A-1 de los puntos frontera de clientes que tiene asignada en el mes M del año A. Este cambio es necesario con objeto de que el sistema de liquidaciones disponga diariamente de la energía asignada a la unidad de programación de los consumidores para evaluar correctamente la garantía a solicitar.

Respecto a la propuesta relativa a modificar los intercambios de información para informar a los distribuidores de los comercializadores que no sean de referencia para los que no se debe tramitar el alta de nuevos suministros por no disponer de capacidad económica suficiente, se considera que no puede incorporarse en el P.O. 10.5, al tratarse de una materia que requeriría de una disposición de mayor rango normativo para su aprobación. El resto de cambios planteados sobre el P.O. 10.5 se consideran adecuados.

Por otra parte, la anteriormente citada Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció en su artículo 30.2 un requerimiento al operador del sistema para lanzar a consulta pública una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación a lo dispuesto en determinados artículos. Con base en lo anterior, el operador del sistema remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, con fecha 8 de junio de 2020, la propuesta de modificación de diversos procedimientos de operación, entre los que se encontraban los P.O. 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11. En dicha propuesta de

modificación, se incluían cambios adicionales a los requeridos en el citado artículo 30.2 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en concreto incorporaba diversas modificaciones relacionadas con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico.

A la vista de los comentarios recibidos en fase de información pública y del informe recibido de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en la versión de los procedimientos de operación finalmente aprobados mediante Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance, se descartó la incorporación de dichos cambios relacionados con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico, emplazando en su lugar al operador del sistema a realizar dos análisis coste beneficio y valoraciones que analizaran las ventajas para el sistema eléctrico y para los consumidores de incorporar en los procedimientos de operación determinados cambios relacionados con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico.

En virtud de lo anterior, con fecha 5 de mayo de 2021 el operador del sistema remitió a la Secretaría de Estado de Energía el resultado del primer análisis efectuado. Para su elaboración, desde el 10 de marzo y hasta el 26 de marzo de 2021 el operador del sistema llevó a cabo una consulta pública en la que los participantes pudieron aportar los beneficios y costes que identifican asociados a cada una de las mejoras. Entre las mejoras abordadas, se incluye el adelanto a D+1 de los plazos de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación, mejora para la cual el análisis arroja beneficios netos para el sistema, tanto en términos económicos como operativos. Asimismo, aborda el adelanto a D+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera de consumidores tipo 3 con lectura remota de contadores de energía, el adelanto a M+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera de consumidores tipo 3 sin lectura remota, y la eliminación de agregaciones e individualización de la medida horaria de puntos frontera de consumidores tipo 3.

Por otra parte, y en virtud de los mandatos dados por la Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, con fecha 15 de octubre de 2021, el operador del sistema remitió a la Secretaría de Estado de Energía el resultado de su segundo análisis, que completaba al anterior, e incorporaba en sus conclusiones una posible hoja de ruta para la incorporación paulatina de los diferentes cambios estudiados. Dicha hoja de ruta propone precisamente, como primer hito, implementar el adelanto de plazos de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones generación a D+1. Como segundo hito, propone implementar los cambios relativos al adelanto del envío de la medida de los puntos frontera de clientes tipo 3, así como la individualización de dichas medidas.

De conformidad con lo anterior, la propuesta de procedimiento de operación 10.5 recibida del operador del sistema el 25 de agosto de 2021 fue modificada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para descartar la modificación propuesta relativa a la comunicación a los distribuidores de los comercializadores sin capacidad económica suficiente para los que no se deberían asignar nuevos suministros. Adicionalmente, la propuesta se fue modificada para incorporar el adelanto del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones generación a D+1 (mejora que, por otra parte, había sido incluida entre las modificaciones de diversos procedimientos de operación propuestos por el operador del sistema a este Ministerio con fecha 8 de junio de 2020). Asimismo, dicha propuesta fue modificada para incorporar la individualización y el adelanto del plazo del envío de medidas de puntos frontera de clientes tipo 3 (a D+1 con carácter general, y al cuarto día hábil de M+2 para aquellos puntos sin capacidad de lectura remota), y eliminar las agregaciones de demanda de puntos frontera de consumidores tipo 3.

Cabe mencionar que el plazo de envío de la medida de los puntos frontera de clientes tipo 3 sin lectura remota se modifica respecto de la propuesta inicialmente planteada por el operador del sistema en junio de 2020, en la que se adelantaba al

cuarto día hábil de M+1, para adelantarlo en su lugar al cuarto día hábil de M+2, en línea con el resultado que para esta mejora arroja el análisis coste beneficio realizado.

Por otra parte, para abordar las mejoras citadas en relación con las medidas de puntos frontera de clientes tipo 3, ha sido necesario modificar los procedimientos de operación 10.4, 10.6 y 10.11 respecto a las versiones actualmente en vigor, cambios que habían sido propuestos por el operador del sistema en su propuesta de fecha 8 de junio de 2020 anteriormente mencionada.

Posteriormente, la propuesta de procedimientos de operación remitida por el operador del sistema y modificada por este Ministerio, fue sometida a audiencia pública entre las fechas 14 de marzo y 20 de abril de 2022 y remitida para informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 16 de junio de 2022 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite informe denominado «Informe sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico», previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo.

Vista la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las alegaciones recibidas, y el informe de 16 de junio de 2022 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. Aprobación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico.

Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes, que se recogen como anexo de esta resolución:

- a) P.O. «10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
- b) P.O. «10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
- c) P.O. «10.6 Agregaciones de puntos de medida».
- d) P.O. «10.11 Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes».

Segundo. Aplicabilidad.

La presente resolución surtirá efectos desde las cero horas del 1 de enero del año 2023.

Tercero. Pérdida de efectos.

A partir de la fecha en que sean de aplicación los procedimientos de operación aprobados por la presente resolución, quedan sin efecto cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente resolución y en particular los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- a) P.O. «10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», aprobado por resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.
- b) P.O. «10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», aprobado por resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.
- c) P.O. «10.6 Agregaciones de puntos de medida», aprobado por resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban

determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.

d) P.O. «10.11 Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes», aprobado por Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.

Cuarto. *Publicación.*

La presente resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 8 de agosto de 2022.–La Secretaria de Estado de Energía, Sara Agesen Muñoz.

P.O. 10.11. Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes

1. Objeto

El objeto de este documento es definir el tratamiento de la información relativa a los datos de medida de los puntos de los que los distribuidores son los encargados de la lectura.

Este documento define los flujos de información de medidas entre los concentradores secundarios de los distribuidores y el concentrador principal y resto de participantes en la medida del sistema.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los participantes en la medida del sistema de información de medidas de puntos frontera de los que los distribuidores son encargados de lectura.

Este documento aplica a los concentradores secundarios definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida que gestionen datos de medidas de clientes y/o puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de la lectura.

Las referencias a lo largo del texto a las instalaciones de almacenamiento solo serán de aplicación cuando estas instalaciones inyecten energía en las redes de transporte y distribución.

3. Responsabilidades

Los encargados de la lectura son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación de los concentradores secundarios de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos, al Reglamento unificado de puntos de medida junto y lo indicado en este documento.

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

4. Procesos de los concentradores secundarios

4.1 Recepción de las medidas de los puntos de medida.

4.1.1 Puntos de medida con conexión directa al concentrador secundario del encargado de la lectura.

El concentrador secundario del encargado de la lectura deberá recibir las lecturas de los registradores y/o contadores que son directamente leídos por el propio encargado de la lectura, de acuerdo con los plazos establecidos en el P.O. 10.5.

4.1.2 Puntos de medida cuyas lecturas son enviadas desde un concentrador secundario cuyo titular no es el encargado de la lectura.

El concentrador secundario del encargado de la lectura podrá obtener medidas a través de otros concentradores siempre que las mismas procedan de registradores que tengan operativa la firma electrónica y envíen al concentrador secundario del encargado de la lectura toda la información requerida dentro de los plazos recogidos en el P.O. 10.5.

El canal y protocolo de comunicación entre los concentradores será el definido en el apartado 6 de este procedimiento.

4.2 Gestión de datos estructurales.

En cada concentrador secundario se mantendrán actualizados los datos estructurales de puntos de medida, puntos frontera y agregaciones del/los encargado/s de la lectura a los que da servicio dicho concentrador secundario, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Los responsables de los concentradores secundarios deberán intercambiar la información con los distintos comercializadores y/o representantes para la carga inicial del inventario y/o modificaciones de acuerdo al canal y protocolo de comunicación definido en el apartado 6 de este procedimiento antes de la puesta en servicio de los mismos. Sólo se considerarán las notificaciones que se comuniquen por las vías anteriormente indicadas.

El concentrador secundario del encargado de la lectura realizará, al menos, la carga y mantenimiento de los datos estructurales correspondientes a:

- Altas de puntos frontera de clientes, de generación y de almacenamiento de los que el distribuidor es encargado de lectura y sus datos asociados.
- Altas de agregaciones de puntos frontera de clientes.
- Cambios de comercializador, cambios de datos o bajas de fronteras.
- Bajas de agregaciones de puntos frontera de clientes.
- Corrección de errores en altas, bajas y modificaciones de los datos anteriores.
- Altas, modificaciones y bajas de inventario de instalaciones acogidas a autoconsumo.

El operador del sistema gestionará datos estructurales hasta que afecten a meses de los que se haya realizado el cierre posterior a la corrección de medidas por aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

4.3 Tratamiento de datos de medidas por los encargados de la lectura.

El concentrador secundario validará las medidas procedentes de los puntos de medida de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

Independientemente de lo anterior cualquier participante en una medida podrá notificar incidencias en las mismas de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

El concentrador secundario del encargado de lectura calculará el mejor valor horario de los puntos frontera de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

El concentrador secundario del encargado de la lectura calculará las agregaciones de los puntos de los que es participe de acuerdo al P.O. 10.6. «Agregaciones de puntos de medida».

El concentrador secundario del encargado de la lectura deberá gestionar y recibir las objeciones de medidas de las que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

4.3.1 Intercambio de información de medidas de instalaciones de autoconsumo con más de un encargado de lectura.

En aquellas instalaciones de autoconsumo definidas en el RD 244/2019, de 5 abril, donde exista más de un encargado de lectura, cada encargado de lectura deberá poner a disposición, del resto de encargados de lectura implicados, las medidas. Cada encargado de lectura podrá acceder a los equipos necesarios para obtener las medidas que le permitan calcular los mejores valores horarios indicados en el P.O. 10.5 de acuerdo con los plazos establecidos en el P.O. 10.5.

4.4 Puesta a disposición de comercializadores, consumidores directos a mercado y/o representantes de las medidas y datos estructurales.

La información de datos estructurales y de medidas disponible en los concentradores secundarios de los encargados de la lectura deberá ser puesta a disposición de los correspondientes participantes en la medida del sistema de acuerdo a los plazos establecidos en el P.O. 10.5 y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

El intercambio de información de incidencias u objeciones se realizará de acuerdo a los plazos indicados en el P.O. 10.5.

El intercambio de información se realizará utilizando los canales y protocolos descritos en el apartado 6 de este documento.

En el anexo de este documento se indica la información mínima a poner a disposición del resto de participantes en la medida.

5. Intercambio de información entre participantes

5.1 Flujo de información de medidas entre concentrador principal y concentradores secundarios de encargados de la lectura.

5.1.1 Intercambio de información de medidas.

Los concentradores secundarios de encargados de la lectura son responsables de poner a disposición del concentrador principal los datos de medidas de los que son responsables de acuerdo a los plazos establecidos en el P.O. 10.5 y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.1.2 Intercambio de información de datos estructurales.

Los concentradores secundarios de los encargados de la lectura son responsables de poner a disposición del concentrador principal los datos estructurales de los que son responsables de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.4 y el P.O. 10.6 y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.1.3 Intercambio de información tras el cierre provisional.

El intercambio de información de datos como consecuencia de la apertura del periodo de objeción de medidas se realizará con los plazos indicados en el P.O. 10.5 utilizando el canal y protocolo de comunicación definido en el apartado 6 de este procedimiento y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.1.4 Intercambio de información entre concentrador secundario de encargados de la lectura y resto de participantes.

El intercambio de información que se indica en el Anexo entre los concentradores secundarios de encargados de la lectura y el resto de participantes del sistema de medidas se realizará de acuerdo a los plazos indicados en el P.O. 10.5, de acuerdo a los canales y protocolos definidos en el apartado 6 de este procedimiento y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.2 Puesta a disposición de la CCH_FACT del distribuidor al comercializador para fronteras tipo 3, 4 y 5 de clientes con medida horaria conectados a la red de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión.

5.2.1 Canales y protocolos de comunicación.

Cada distribuidor o agrupación de distribuidores en el caso de asociaciones, habilitará un servidor FTP para la puesta a disposición de otros participantes en el mercado de los ficheros establecidos. Dicho servidor será el mismo que se utilice para la puesta a disposición de la información que se utilice, en su caso, a efectos de facturación de energía eléctrica, para todos los consumidores con independencia del tipo de punto de medida.

El acceso al servidor del distribuidor se realizará mediante el protocolo SFTP sobre SSH (Secure Shell).

El servidor incluirá un proceso de borrado de ficheros con antigüedad nunca inferior a veinticuatro meses.

En el servidor habilitado por cada distribuidor se habilitará una carpeta para cada comercializador identificada por su código de agente en el SIMEL.

Dentro de esta carpeta de agente, se habilitará una subcarpeta denominada 01_Salida_FACT donde el distribuidor pondrá a disposición la información relativa a la curva CCH_FACT. Esta carpeta será la misma que se utilice para la puesta a disposición del comercializador de la información que se utilice, en su caso, a efectos de facturación de energía, para todos los consumidores con independencia del tipo de punto de medida.

5.2.2 Plazos para la puesta a disposición de la CCH_FACT.

El distribuidor pondrá a disposición antes del 5.º día hábil incluido posterior a la fecha final del periodo de facturación, la CCH_FACT correspondiente a dicho periodo de facturación, de forma simultánea al envío del fichero de facturación de peajes.

El cambio de comercializador en los consumidores cuyo equipo esté efectivamente integrado en el sistema de telegestión, se realizará con el resumen diario o lectura absoluta del día de cambio, a efectos tanto de facturación del peaje de acceso como de curva de carga horaria publicada a cada comercializador, garantizando la coherencia de

ambos. En el caso de no disponer del resumen diario, se aplicará el procedimiento establecido en la Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador o norma que le sustituya.

Se mantendrá un histórico de la CCH_FACT de al menos dos años.

5.2.3 Actualizaciones de la CCH_FACT.

La CCH_FACT puesta a disposición del comercializador en el plazo contemplado en el apartado 5.2.2. únicamente podrá ser objeto de modificación si se cumple alguno de los supuestos siguientes:

a) Como consecuencia de una reclamación por parte del consumidor, dentro de los plazos establecidos en la normativa vigente.

En el caso de que la reclamación cliente conlleve la modificación del saldo ATR, se emitirá un nuevo fichero conforme a lo dispuesto en el párrafo 5.2.3.b).

El fichero se utilizará únicamente en el caso de que la reclamación cliente relativa a la curva de carga horaria, no haya dado lugar a una modificación del saldo ATR.

Los ficheros que recojan las nuevas curvas de medida horarias CCH_FACT consecuencia de la reclamación del consumidor incluirán en el campo de código de la factura de peaje de acceso la identificación de la factura de peaje de acceso original.

b) En caso de modificación de la factura del peaje de acceso por modificación del saldo ATR.

La modificación de la factura del peaje de acceso por modificación del saldo ATR conllevará la publicación de una nueva curva de carga horaria CCH_FACT y, por tanto, la emisión de una nueva factura al consumidor atendiendo a lo dispuesto en el presente apartado.

Las facturas que modifiquen el peaje de acceso previamente facturado podrán ser de tres tipos:

b.1) Factura complementaria: factura que complementa a otra ya emitida, que no se anula, tras detectarse una anomalía en el equipo de medida que impidió el correcto registro de energía.

El nuevo fichero que se pondrá a disposición del comercializador contendrá las variaciones de la nueva curva de carga horaria con respecto a la curva inicial, indicando en el campo «métodos de obtención» el que se hubiera aplicado.

La suma de las energías horarias por periodo incluidas en el nuevo fichero coincidirá con la energía de la nueva factura de peaje complementaria en cada periodo. La diferencia en valor absoluto de más de 1 kWh en alguno de los periodos tarifarios entre la energía facturada del correspondiente peaje de acceso y la energía resultante de sumar las medidas horarias correspondientes a dicho periodo tarifario, será motivo por el que el comercializador podrá reclamar la factura asociada a dicha energía del distribuidor.

b.2) Factura rectificadora: factura que anula a otra factura ya emitida que incluía valores estimados, motivada por la disposición de un mejor valor de la energía a facturar, para el mismo periodo de facturación.

Requiere la nueva publicación de la curva de carga horaria CCH_FACT que corresponda al nuevo consumo total facturado por periodo tarifario en el mismo periodo de facturación.

El nuevo fichero a poner a disposición del comercializador incluirá la nueva curva de carga horaria CCH_FACT completa que afecta al periodo refacturado, indicando en el campo «método de obtención» el que se hubiera aplicado.

b.3) Factura regularizadora: factura que modifica una o varias facturas ya emitidas con anterioridad, que no se anulan, motivada por la disposición de un mejor valor de la energía a facturar o por un cambio de precios recogidos en la normativa.

La factura regularizadora incluirá los consumos de los periodos de facturación afectados. El nuevo fichero a poner a disposición del comercializador incluirá la nueva curva de carga horaria completa CCH_FACT correspondiente a dichos periodos de facturación, indicando en el campo «método de obtención» el que se hubiera aplicado.

En este caso el sumatorio de las energías horarias debe coincidir con la suma de las energías de los saldos ATR para el conjunto de los periodos de facturación afectados, no siendo necesario que coincidan en cada periodo de facturación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá el formato de los ficheros necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en este apartado en los «Formatos de Ficheros de Intercambio de Información entre Distribuidores y Comercializadores».

5.3 Puesta a disposición del distribuidor al consumidor con equipo de medida con curva de carga horaria.

5.3.1 Canales y protocolos de comunicación.

El distribuidor habilitará un portal web que permita la consulta por parte de los consumidores titulares de los puntos de suministro conectados a su red de distribución de su (o sus) curva(s) de carga(s) horaria o cuarto horarias facturada(s) y en su caso, autoconsumida o vertida a la red.

5.3.2 Información, estructura y formatos.

Los distribuidores pondrán a disposición de los consumidores la siguiente información:

- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario por periodo de facturación.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario en un día.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel diario en una semana.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario mensual.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario entre dos fechas a seleccionar.
- Potencia máxima demandada (por mes natural indicando la fecha y cuarto de hora en la que se produce).
- Acceso *online* al contador, medición instantánea y posibilidad de programar una medición instantánea a una fecha y hora a seleccionar.
- Reconexión de ICP en remoto.
- Descarga certificados lectura y consumo entre dos fechas a seleccionar.

A estos efectos se entiende que la energía horaria será puesta a disposición para puntos de medida tipo 3, 4 y 5 y la energía cuarto horaria para puntos de medida tipo 1 y 2. En el caso de fronteras tipo 3, 4 y 5 de clientes con medida horaria conectados a la red de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión, la energía horaria será la CCH_FACT.

El distribuidor habilitará la posibilidad de que la misma curva CCH_FACT, curva horaria de energía o curva cuarto-horaria de energía puesta a disposición del comercializador se pueda descargar por parte del consumidor en formato de fichero plano CSV y Excel, de acuerdo con el formato que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en los «Formatos de Ficheros de Intercambio de Información entre Distribuidores y Comercializadores», acompañado de un gráfico que represente los datos de medida horaria del consumidor para el periodo de facturación al que corresponde la CCH_FACT y permita la integración entre fechas incluidas en dicho periodo. En todo caso, el gráfico permitirá la visualización de la energía consumida en

cada una de las horas incluidas entre dos fechas comprendidas dentro del periodo de facturación seleccionadas por el consumidor.

El comercializador informará al consumidor en la factura de la posibilidad de acceder gratuitamente a los datos de la medida horaria o cuarto horaria que hayan servido para la facturación a través de su distribuidor. A estos efectos deberá incluir el vínculo que accede de forma directa a la web del distribuidor donde se realiza el proceso de alta a los efectos de obtener la información de los datos de medida horaria o cuarto horaria de sus consumos.

Asimismo, los consumidores podrán tener acceso a la información de sus consumos solicitándolo a través de los canales de atención del distribuidor.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá el formato de los ficheros necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en este apartado en los «Formatos de Ficheros de Intercambio de Información entre Distribuidores y Comercializadores».

5.3.3 Plazos y actualizaciones.

El distribuidor pondrá a disposición del consumidor la curva CCH_FACT no más tarde de cinco días hábiles después de la emisión del fichero de facturación de peajes.

El distribuidor no mostrará actualizaciones posteriores para un punto de suministro una vez que se disponga de la CCH_FACT correspondiente, sin perjuicio de las posibles actualizaciones de la misma. Una vez que la CCH_FACT esté disponible, ésta será la única curva de carga horaria accesible por el consumidor.

El distribuidor deberá mantener a disposición del consumidor un histórico mínimo de veinticuatro meses de la CCH_FACT y el dato de la potencia máxima demandada por mes natural.

5.3.4 Confidencialidad de la información.

La información relativa a las medidas horarias o cuarto horarias tendrá carácter confidencial y será accesible mediante un sistema de claves únicamente por el consumidor titular del contrato de suministro durante el período temporal al que corresponda dicha información, sin perjuicio de que el consumidor pueda dar su autorización de acceso a otros participantes en el mercado o a otros comercializadores con los que el consumidor no tenga un contrato en vigor, y sin perjuicio de las obligaciones de información impuestas por la normativa vigente en cada momento.

El consumidor deberá darse de alta en el sistema para tener acceso a esta información.

Los distribuidores no podrán ceder dicha información a terceros ni utilizarla para fines distintos a los de su propia actividad de distribución de energía eléctrica.

6. Canales y protocolos de comunicación

6.1 Comunicaciones entre registradores y concentrador secundario del encargado de la lectura.

Para puntos tipo 1, 2 y 3 se realizará de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.4.

Para puntos tipo 3, 4 y 5 integrados en los sistemas de telegestión, los encargados de lectura podrán utilizar los protocolos descritos en el Reglamento unificado de puntos de medida.

6.2 Comunicaciones entre concentrador principal y concentrador secundario del encargado de la lectura.

El canal o canales de comunicación entre el concentrador principal y cada concentrador secundario será el definido en el P.O. 10.4.

Los formatos de los mensajes intercambiados serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas». Los mensajes que se indiquen en este documento podrán ser publicados desde el concentrador principal a los participantes que no dispongan de un concentrador secundario asociado a través del concentrador principal de medidas.

6.3 Comunicaciones entre otros concentradores secundarios y concentrador secundario del encargado de la lectura.

El canal o canales de comunicación entre el concentrador secundario del encargado de la lectura y otros concentradores secundarios de libre instalación será el definido en el P.O. 10.4.

Los formatos de los mensajes intercambiados serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

6.4 Comunicaciones entre participantes y concentrador secundario del encargado de la lectura.

Los formatos de los mensajes a intercambiar serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

El canal o canales entre los concentradores secundarios de los encargados de la lectura y sus participantes serán aquellos que cada encargado de la lectura establezca que deberá cumplir con los requisitos que se indican a continuación.

6.4.1 Características generales.

Deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Utilización de estándares existentes en el mercado.
- Facilidad de integración con las distintas soluciones informáticas disponibles por participantes y distribuidores.
- Flexibilidad de configuración, permitiendo accesos tanto automáticos como manuales a la información disponible. Dicho acceso deberá realizarse por agentes autorizados y se deberá garantizar la integridad y la seguridad de la información y el sistema en su conjunto, evitando accesos no autorizados, mediante la oportuna protección.
- Economía de explotación, evitando la utilización de productos con licencia, los desarrollos costosos de software y la utilización de equipos informáticos complejos.
- Seguridad de la información a intercambiar.

6.4.2 Descripción.

El sistema adoptado deberá estar basado en arquitecturas cliente – servidor sobre Internet. El encargado de la lectura actuará como servidor mientras que los participantes en la medida actuarán como clientes.

El intercambio de información se realizará mediante ficheros descritos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas», para lo cual el encargado de la lectura deberá disponer de un servidor en el cual existirán carpetas diferenciadas para cada participante.

El participante podrá conectarse manualmente al servidor, para lo cual necesitará únicamente un ordenador personal dotado de un navegador estándar con certificado digital, o podrá intercambiar la información de forma automática, para lo cual necesitará adicionalmente un software desarrollado específicamente.

6.4.3 Procesos.

El sistema deberá soportar, de acuerdo a los formatos y procedimientos que se establezcan, los siguientes procesos:

- Publicación de ficheros por parte del encargado de la lectura.
- Envío de ficheros por parte de los participantes.
- Lectura automática por parte del participante de los ficheros publicados por el encargado de la lectura.
- Lectura automática por parte del encargado de la lectura de los ficheros enviados por los participantes.
- Lectura manual por parte del participante de los ficheros publicados por el encargado de la lectura.

6.4.4 Mecanismos de seguridad.

El sistema deberá estar dotado de los siguientes mecanismos de seguridad:

- Autenticación mediante certificados digitales de todas las entidades, tanto distribuidores como el resto de participantes en la medida.
- Posibilidad de conexión cifrada en los intercambios de información.
- Seguridad incorporada en los servidores de ficheros para protegerlos de accesos no autorizados.
- Integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores.
- Trazabilidad de la información intercambiada, guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios, siempre que no sea metrológicamente relevante.
- Aseguramiento de que cada agente tiene acceso únicamente a los datos de los que es partícipe.

6.4.5 Modificaciones y ampliación de las informaciones a intercambiar entre participantes.

El operador del sistema podrá proponer, de oficio o a petición, nuevas informaciones a intercambiar entre los participantes en la medida del sistema de medidas e incorporarlas en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

En los casos en los que los participantes afectados acepten el envío de nueva información, éstos deberán implementar los nuevos mensajes definidos en un plazo inferior a tres meses desde su definición por parte de operador del sistema.

6.5 Comunicaciones entre participantes y concentrador principal.

Los formatos de los mensajes a intercambiar serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

El canal o canales entre el concentrador principal y los participantes en la medida serán aquellos que el operador del sistema establezca y deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Utilización de estándares existentes en el mercado.
- Facilidad de integración con las distintas soluciones informáticas disponibles por participantes.
- Evitar los desarrollos costosos de software y la utilización de equipos informáticos complejos.
- Seguridad y confidencialidad de la información a intercambiar.

ANEXO

Información mínima a poner a disposición del resto de participantes

De encargados de la lectura a comercializadores/consumidores directos/representantes:

- Curva de carga horaria de punto de medida (para puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Curva de carga horaria de punto frontera (para puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Cierres de contrato (para puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Lecturas (saldos) de facturación para cualquier tipo de punto frontera.
- Medidas agregadas.
- Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de puntos frontera y agregaciones.
 - Incidencias y objeciones.
 - Respuesta a objeciones.
 - Desglose de puntos frontera individualizados que componen cada agregación (Puntos tipo 4 y 5).

De encargados de la lectura y demás participantes al operador del sistema:

- Curva de carga horaria de puntos frontera de clientes (Puntos tipo 1, 2, 3 y 5).
- Curva de carga horaria por código CIL de puntos frontera de generación tipo 3, 4 y 5 de los que el distribuidor es encargado de lectura.
 - Adicionalmente, a efectos de liquidación, medidas de agregaciones de puntos frontera.
 - Cambios de comercializador o representante (Puntos tipo 1, 2, 3 y 5).
 - Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de puntos frontera y agregaciones de clientes. Al menos, se incluirá la siguiente información del consumidor: comercializador, potencias contratadas, tarifa de acceso, tensión de suministro, si el equipo de medida está en régimen de alquiler para clientes tipo 1 y 2, código postal y CNAE.
 - Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de puntos frontera de generación. Al menos, se incluirá la siguiente información del consumidor: representante, potencias contratadas, tarifa de acceso, si el equipo de medida está en régimen de alquiler, tensión de suministro, código postal.
 - Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de instalaciones acogidas a autoconsumo.
 - Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de agregaciones de clientes.
 - Incidencias y objeciones.
 - Respuesta a objeciones.
 - Desglose de puntos frontera individualizados que componen cada agregación (Puntos frontera tipo 4 y 5).