

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA SOBRE LA PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA DE ADAPTACION DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACION P.O.1 (SENP), P.O.2.2 (SENP), P.O.3.1 (SENP), P.O.3.7 (SENP), P.O.9 (SENP), P.O.9, P.O.10.1, P.O.10.2, P.O.10.4, P.O.10.5, P.O.10.6, P.O.10.7, P.O.10.11, P.O.14.8, P.O.15.1, P.O.15.2, ASI COMO DE LAS INSTRUCCIONES TECNICAS COMPLEMENTARIAS AL REGLAMENTO UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA DEL SISTEMA ELECTRICO.

Expediente nº.: INF/DE/094/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Barcelona, a 7 de noviembre de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de «*Resolución por la que se aprueban determinados procedimientos de operación y las Instrucciones Técnicas Complementarias al reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*» (en adelante, la `Propuesta`), la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR), en el ejercicio de la función consultiva que le atribuye el artículo 5.2 a) y en aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES.

Con fecha 27 de junio de 2019 tuvo entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) adjuntando para informe la Propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis. En particular, la Propuesta —basada en la remitida con fecha 8 de mayo de 2019 por el operador del sistema (OS) al MITECO en cumplimiento

del mandato contenido en el apartado 1¹ de la disposición adicional primera del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril² (RD 244/2019)— modifica los Procedimientos de Operación (P.O.s) 1 (Sistemas Eléctricos No Peninsulares, SENP), 2.2 (SENP), 3.1 (SENP), 3.7 (SENP), 9 (SENP), 9, 10.1, 10.2, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.11, 14.8, 15.1 y 15.2³, así como las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCs) al Reglamento unificado de puntos de medida (RUPM) del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto (RD 1110/2007) para su adaptación principalmente a las modificaciones introducidas por el precitado RD 244/2019. Asimismo, dado el tiempo transcurrido desde la aprobación de algunos de los P.O.s en vigor, y puesto que las ITCs que desarrollan el Reglamento de medidas de 2007 nunca han llegado a ser aprobadas, la Propuesta incluye otras modificaciones y mejoras relativas a otra

¹ «1. En un plazo no superior a un mes desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, cuyo contenido sea necesario para adaptarse a las modificaciones introducidas por el presente real decreto.»

² Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

³ Los procedimientos de operación en cuestión tratan en particular los siguientes temas:

- P.O. SENP 1. Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares.
- P.O. SENP 2.2. Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico.
- P.O. SENP 3.1. Programación de la generación en tiempo real.
- P.O. SENP 3.7. Programación de las instalaciones de producción de Categoría B.
- P.O. SENP 9. Información a intercambiar con el operador del sistema.
- P.O. 9. Información intercambiada por el operador del sistema.
- P.O. 10.1. Condiciones de instalación de los puntos de medida.
- P.O. 10.2. Verificación de los equipos de medida.
- P.O. 10.4. Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones.
- 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.
- P.O. 10.6. Agregaciones de puntos de medida.
- P.O. 10.7. Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema.
- P.O. 10.11. Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes.
- P.O. 14.8. Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción.
- P.O. 15.1. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- P.O. 15.2. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (según la Orden IET/2013/2013).

Adicionalmente, el OS remitió a la SEE las propuestas de modificación de los P.O.s 2.5 (SENP), 3.6 (SENP) y 10.3, si bien la SEE ha estimado no reenviarlas a esta CNMC por no considerar las mismas necesarias para dar cumplimiento a la disposición adicional primera del RD 244/2019, tal y como expresa también el OS en su informe justificativo.

Finalmente, se indica que, para los P.O.s SENP y las ITC, la Propuesta no incluye los cambios resaltados respecto a la versión vigente.

normativa no directamente relacionada con el RD 244/2019, tal como el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio⁴.

Los P.O.s que modifica la Propuesta se refieren principalmente a la ordenación de la generación en los SENP y a diversos asuntos relacionados con los equipos y el tratamiento de las medidas eléctricas. Dentro del primer grupo se aborda el funcionamiento de los SENP, la cobertura de su demanda, la programación de la generación —en tiempo real e instalaciones Categoría B⁵— y el intercambio de información con el operador del sistema en dichos territorios. Dentro del segundo grupo se incluyen las condiciones de la instalación de los puntos de medida, su verificación, y el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera.

Adicionalmente, el oficio de la SEE solicita a esta CNMC una nueva propuesta de los P.O.s 10.12⁶ y 10.13⁷ en el supuesto de que se considere necesaria su adaptación al repetido RD 244/2019.

Por su parte, el mismo 27 de junio de 2019, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación, esto es, hasta el de 11 de julio de 2019. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo II a este informe.

A este respecto, cabe recordar que, con fecha 6 de mayo de 2016, la SSR de la CNMC informó seis de los P.O.s de la serie 10 así como las ITCs de medidas que ahora son objeto de este informe mediante el «*Acuerdo por el que se emite informe a la solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del operador del sistema de modificación de los procedimientos de operación 10.1,*

⁴ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

⁵ Dentro de esta categoría se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en la Categoría A que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del Real Decreto 738/2015, de 31 de agosto. La Categoría A incluye los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

⁶ P.O. 10.12. Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión.

⁷ P.O. 10.13. Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión.

10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.11, 14.4, así como de las *Instrucciones Técnicas Complementarias al reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*» [INF/DE/019/16]⁸ (en adelante, Informe P.Os 2016) Dicha propuesta ya incorporaba gran parte de las modificaciones ahora evaluadas derivadas de normativa no ligada al autoconsumo, así como adaptaciones derivadas del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre⁹, que precedió al vigente RD 244/2019.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA.

El proyecto consta de una Propuesta, y su correspondiente memoria de análisis. A su vez, la mencionada Propuesta contiene un preámbulo, 4 apartados y 2 anexos.

Los **apartados Primero y Segundo** aprueban los P.O.s 1 (SENP), 2.2 (SENP), 3.1 (SENP), 3.7 (SENP), 9 (SENP), 9, 10.1, 10.2, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.11, 14.8. 15.1 y 15.2, así como las ITC al RUPM del sistema eléctrico respectivamente.

El **apartado Tercero** establece la aplicabilidad de la resolución a partir del día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado (BOE).

El **apartado Cuarto** se destina a la pérdida de efectos: a partir de la fecha en que sea de aplicación la Propuesta, quedarán sin efectos los P.O.s del sistema equivalentes y cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la misma. Finalmente, la propuesta incluye **dos anexos I y II** los cuales recogen el detalle de los mencionados P.O.s e ITC.

A continuación, se describen brevemente las modificaciones más relevantes que el MITECO propone incorporar en cada uno de los P.O.s y en las ITCs derivadas de la publicación del RD 244/2019 y de otros cambios normativos al respecto; se indica que, con carácter general, las referidas modificaciones son en su mayoría coincidentes con las recogidas en el informe justificativo elaborado por el OS y publicado, con fecha 9 de mayo de 2019, en la página web e-sios¹⁰:

Propuesta de modificación del P.O. 1 SENP. Funcionamiento de los SENP:

Modificación del ámbito de aplicación: i) sustitución de la referencia *‘instalaciones de producción’* por el término *‘instalaciones de generación’* conforme a las denominaciones establecidas en el RD 244/2019 y ii) incorporación, entre otros, de los siguientes sujetos: gestores de distribución, consumidores directos y representantes de las instalaciones de producción, las empresas

⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde01916>

⁹ Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

¹⁰ <https://www.esios.ree.es/es/pagina/propuestas-de-procedimientos-de-operacion>

comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE); modificación de la frecuencia con la que se elabora el Plan de Control de Tensión —se actualizará con periodicidad *‘anual o superior’*¹¹ en lugar de únicamente *‘anual’*— ya que los elementos de control de tensión no varían con frecuencia anual; se añade un nuevo apartado 9.2.3 relativo al establecimiento de un plan de desconexión de generación por máxima frecuencia, especificando que las instalaciones de autoconsumo participarán en último lugar en dicho plan.

Propuesta de modificación del P.O. 2.2 SENP. Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico:

Modificación del ámbito de aplicación con la incorporación, entre otros, de los siguientes sujetos: gestores de la red de transporte, titulares de los centros de control de las instalaciones de producción, titulares de las instalaciones de producción Categoría B con una potencia igual o mayor a 0,5 MW y representantes¹². Previsión por parte del OS de la producción de autoconsumo para ser utilizada en la programación semanal de las instalaciones de Categoría A, o en su defecto que el impacto del autoconsumo venga reflejado en las previsiones de demanda del OS. En lo que se refiere a la programación diaria, se adelanta 90 minutos —antes de las 08.30, en lugar de antes de las 10.00— la hora de recepción de los ficheros que los agentes remiten al OS el día D, por considerarse necesario disponer de tiempo adicional para realizar dicha programación.

Propuesta de modificación del P.O. 3.1 SENP. Programación de la generación en tiempo real:

Cambios consecuencia directa de los planteados para el P.O. 2.2: Modificación del ámbito de aplicación con la incorporación, entre otros, de los siguientes sujetos: gestores de la red de transporte, titulares de los centros de control de las instalaciones de producción, titulares de las instalaciones de producción Categoría B con una potencia igual o mayor a 0,5 MW y representantes. Se incluye la obligatoriedad de que el OS realice una previsión de la producción de autoconsumo con objeto de que sea utilizada para la programación semanal de las instalaciones de Categoría A, o en su defecto que el impacto del autoconsumo venga reflejado en las previsiones de demanda del OS.

¹¹ La propuesta efectuada por el OS y remitida al MITECO no establece una periodicidad para la elaboración del Plan de Control de Tensión señalando únicamente que *«se actualizará cuando sea necesario.»*

¹² Como en el caso del P.O. 1 (SENP), la inclusión de los representantes en el ámbito de aplicación de este y sucesivos P.O.s se detalla como sigue: *«Los representantes de las instalaciones de producción, [de] las empresas comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.»*

Propuesta de modificación del P.O. 3.7 SENP. Programación de las instalaciones de producción de Categoría B:

Modificación del ámbito de aplicación con la incorporación, entre otros, de los siguientes sujetos: gestores de la red de transporte, titulares de los centros de control de las instalaciones de producción, titulares de las instalaciones de producción Categoría B con una potencia igual o mayor a 0,5 MW —se rebaja, por tanto, de 1 MW a 0,5 MW el límite de potencia a partir del cual estos titulares se incluyen en el ámbito de aplicación del este P.O.¹³— y representantes. Sustitución de la referencia a las *‘instalaciones de producción’* por el término *‘instalaciones de generación’* conforme a las denominaciones establecidas en el RD 244/2019. Se establece que las consignas impartidas a los centros de control de máxima producción admisible de origen renovable deban ser alcanzadas en un plazo máximo de 5 minutos, en lugar de los 15 minutos vigentes.

Propuesta de modificación del P.O. 9 SENP. Información a intercambiar con el operador del sistema:

Amplía determinadas obligaciones aplicables a las instalaciones de producción a las instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, que deberán suministrar al OS información estructural (en particular la modalidad de autoconsumo a la que se acoge), de medidas eléctricas y medidas en tiempo real. Modificación del Anexo I (‘Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema’) para contemplar los elementos de almacenamiento, que especifica «serán consideradas tanto como instalaciones de producción como de consumo» a los efectos de la información a remitir al OS; adicionalmente deberán comunicar la tecnología de almacenamiento empleada, su capacidad de almacenamiento y si pueden o no arrancar de forma autónoma.

Propuesta de modificación del P.O. 9. Información intercambiada por el OS:

Amplía determinadas obligaciones aplicables a las instalaciones de producción a las instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, que deberán suministrar al OS información estructural (en particular la modalidad de autoconsumo a la que se acoge), de medidas eléctricas y medidas en tiempo real. Modificación del Anexo I (‘Contenido de la base de datos información estructural

¹³ Según lo previsto en el artículo 7.c) (‘Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos’) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:

«Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada superior a 5 MW, y aquellas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 5 MW, deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.»

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el límite de potencia anterior será de 0,5 MW para las instalaciones o agrupaciones. [...]»

del operador del sistema'): i) aclaración de las potencias instalaciones fotovoltaicas e hidráulicas, ii) capacidad de control de potencia reactiva de conformidad con lo establecido en el artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto de 2017¹⁴ iii) información de los ejes de seguimiento solar de las instalaciones fotovoltaicas y de las instalaciones de almacenamiento, necesaria para estudios dinámicos. Modificación del Anexo II ('Información sobre los procesos de programación de la operación en el mercado de producción de energía eléctrica'): información de las instalaciones de almacenamiento e información sobre las subastas de capacidad.

Propuesta de modificación del P.O. 10.1¹⁵. Condiciones de instalación de los puntos de medida:

Modificación del ámbito de aplicación por el RD 244/2019; actualización general tras la publicación del RD 1110/2007; modificación en las condiciones de instalación, por aplicación del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT), así como por aplicación de la Norma UNE-EN 60044 sobre transformadores de medida en cuanto a condiciones de instalación.

Propuesta de modificación del P.O. 10.2. Verificación de los equipos de medida:

Modificación del ámbito de aplicación por el RD 244/2019; actualización general tras la publicación del RD 1110/2007; ampliación de las condiciones de verificación de los contadores de clases A, B y C fabricados de acuerdo a la Norma UNE-EN 50470, de 2007, así como el establecimiento de las condiciones de aceptación tras los ensayos de verificación de contadores, de acuerdo con las Normas UNE-EN 62053 (contadores de clases 0,2S y 0,5S) y la citada UNE-EN 50470. Por el contrario, se excluye del alcance del P.O. la verificación de los transformadores de medida (tensión e intensidad). Se aclara la periodicidad con la cual se han de efectuar las verificaciones, de modo que se considera que los plazos se cumplen si se realizan dentro del año natural en el que les corresponde.

Propuesta de modificación del P.O. 10.4. Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones:

Solicitud de información adicional para altas y modificación de instalaciones acogidas a cualquier modalidad de autoconsumo para la identificación de las características técnicas de las instalaciones. Para las instalaciones de generación se adelanta del mes 'm+3' al 'm+1' la apertura del plazo de presentación de pre-objeciones de medidas.

¹⁴ Reglamento (UE) 2017/1485 de la comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

¹⁵ Tanto el P.O. 10.1 como el P.O. 10.2 son objeto de una revisión en profundidad; debe tenerse presente que las respectivas versiones ahora vigentes se remontan a febrero de 2004.

Propuesta de modificación del P.O. 10.5. calculo del mejor valor de energía en los puntos frontera de cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas:

Incorporación del tratamiento de las medidas con las que se calcula cada uno de los componentes de la liquidación y facturación de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo; en particular, el detalle del tratamiento se incorpora en un nuevo anexo 10. Revisión de plazos, procesos de estimaciones e intercambios de información para la mejora del proceso de cierres de energía. Armonización del plazo de envío de medidas para clientes con punto de medida tipo 3 con el establecido para los tipos 4 y 5 (el duodécimo día natural del mes 'M+3') y para clientes con punto de medida tipo 2 con el establecido para el tipo 1. Incorporación del tratamiento de incidencias y objeciones sobre energía reactiva para generadores; incorporación de la comunicación de pre-objeciones para los generadores, conforme a lo visto para el P.O. 10.4; ampliación de la información a comunicar para las objeciones de agregaciones de consumidores 3, 4 y 5. Modificación del plazo de recepción de medida para cierres de energía M+1 y M+3. Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores, de acuerdo con los cambios introducidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹⁶ (RD 413/2014).

Propuesta de modificación del P.O. 10.6. Agregaciones de puntos de medida:

Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores. Asimilación del tratamiento otorgado a las medidas agregadas de clientes tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y medida al tratamiento que ya reciben los tipo 5 efectivamente integrados.

Propuesta de modificación del P.O. 10.7. Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema:

Solicitud de información adicional para altas y modificación de instalaciones acogidas a cualquier modalidad de autoconsumo para la identificación de las características técnicas de las instalaciones. Incorporación de un nuevo tipo de

¹⁶ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Su artículo 7.e) establece que las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación «[...] deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia que se indica en el anexo III [...] debiendo encontrarse, en todo caso, entre los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. [...]» Por su parte, el punto 2 del citado anexo III establece que «La penalización por incumplimiento de las obligaciones establecidas en el apartado e) del artículo 7 [...] se aplicará con periodicidad horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo mensual, que será destinado a minorar el coste de los servicios de ajuste que correspondan.»

De acuerdo con lo anterior, el OS conoce las medidas en los puntos frontera de generación de forma desagregada, pues la necesita para liquidar la penalización por incumplimiento del factor de potencia ($\cos \phi$).

modificación de punto frontera por cambio de régimen de venta de energía de instalaciones de producción. Introducción de la posibilidad de dar de baja puntos frontera de generación por incumplimiento reiterado del Reglamento unificado de puntos de medidas (en particular, si no recibe medidas durante más de un año o si se supera en más de un año el incumplimiento de los plazos legales de inspección y verificación sistemática de todos sus puntos de medida).

Propuesta modificación del P.O. 10.11. Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes:

Incorporación de las instalaciones acogidas a cualquier modalidad de autoconsumo a los intercambios de información entre participantes de datos estructurales y de medidas disponible en los concentradores secundarios de los encargados de la lectura. Incorporación de intercambio de información de medidas correspondientes a instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo a través de la red con más de un encargado de lectura. Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores, de acuerdo con los cambios introducidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Ampliación de la información estructural de los consumidores y generadores que debe remitirse al concentrador principal.

Propuesta de modificación del P.O. 14.8. Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción:

Se añade un nuevo apartado 11 que especifica cual es el sujeto de liquidación de las instalaciones de producción en régimen de autoconsumo con excedentes acogidas o no al mecanismo de compensación simplificada. Caso de estar acogidas a dicho mecanismo, el comercializadora será el sujeto de liquidación por la energía excedentaria, luego se especifica el intercambio de información necesario para que el OS pueda asignar cada CIL¹⁷ a la unidad de programación de dicho comercializador, de la tecnología que corresponda.

Propuesta de modificación del P.O. 15.1. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad:

Únicamente se añade una referencia a la disposición transitoria del RD 244/2019 que trata las configuraciones singulares de medida, para el caso en que una orden de reducción de potencia aplique a un proveedor del servicio de interrumpibilidad con instalaciones de generación asociadas que no permitan la medida directa de la energía consumida y de la neta generada.

¹⁷ «Código de la instalación de producción a efectos de liquidación», según el párrafo e) del apartado Segundo ('Definiciones') de la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Propuesta de modificación del P.O. 15.2. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (orden IET/2013/2013¹⁸)

Además de la referencia a las configuraciones singulares de medida citada en el P.O. 15.1, se reemplazan otras referencias al Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el vigente RD 244/2019. Actualización de la redacción en coherencia con lo establecido por la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre¹⁹. Se establece una diferenciación en la verificación de la prestación del servicio de instalaciones con generación asociada, en función de si dicha generación se encuadra o no en los grupos b.1, b.2 y b.3 (solares, eólicas y resto de renovables no eólicas, solares ni hidráulicas).

Propuesta de modificación de las Instrucciones Técnicas Complementarias

Incorporación de consideraciones adicionales a la ubicación de fronteras acogidas a las modalidades de autoconsumo: nuevos requisitos establecidos en el RD 244/2019; incorporación dentro del alcance del sistema de medidas de los puntos de medida de generación neta: nuevos requisitos establecidos en el RD 244/2019, incluidos los referidos a la ubicación de los equipos de medida. Inclusión con carácter general de las configuraciones redundantes en distintos tipos de fronteras. Incorporación de los correspondientes nuevos esquemas típicos de medidas en el apéndice A. Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores.

3. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA

3.1. Sobre la aplicabilidad de la Propuesta.

El apartado tercero de la Propuesta de resolución prevé que surtirá efectos desde el día siguiente a su publicación en el BOE. Dado que la Propuesta modifica determinados P.O.s relacionados con las liquidaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica (P.O. 14.8) o con actuaciones ligadas a las medidas que a su vez permiten calcular las liquidaciones (todos los de la serie 10), debe establecerse como fecha de aplicabilidad de la misma la del primer día del mes siguiente a su publicación en el BOE. Es necesario con objeto de garantizar el correcto funcionamiento del sistema de liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico, de carácter mensual conforme a los artículos 18 y 19 de la LSE, y en línea con las consideraciones siempre realizadas en este sentido por la CNMC.

¹⁸ Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

¹⁹ Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

3.2. Sobre el acceso de todos los participantes al concentrador principal de medidas y la prestación de servicios por parte del OS.

Entre las modificaciones introducidas al apartado 2 ('Funcionamiento del sistema de medidas') de las ITCs se propone que el OS facilite el acceso a los datos de todos los puntos frontera de generación y consumo a los participantes del sistema de medidas mediante el concentrador principal. Adicionalmente, dispone que se «*facilitará la prestación de servicios a partir de los datos de medidas contenidos en dicho concentrador principal, en la forma y condiciones que se determinen reglamentariamente*». Tanto este apartado como el 9.2 ('Condiciones de acceso a la información del concentrador principal y los concentradores secundarios) especifica que el referido acceso al concentrador principal por todos los participantes se deberá realizar «*de una forma transparente y eficiente y con las garantías adecuadas de seguridad y confidencialidad*».

El apartado 2 del artículo 30 ('Operador del Sistema') de la LSE atribuye al OS un gran número de funciones al servicio de su misión principal, cual es «*garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.*» En particular, recae sobre el OS «*La responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.*», y debe «*Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.*»

El artículo 4 del RD 1110/2007, de cual las ITCs constituyen norma técnica adicional²⁰, designa al OS responsable del sistema de medidas y con el fin de realizar el tratamiento de la información sobre medidas (artículo 5) «*instalará y operará el concentrador principal de medidas eléctricas [...]*». Ahora bien, el párrafo final del citado artículo 5 establece que «*Análogamente, los encargados de la lectura recibirán y realizarán el tratamiento de la información que corresponda, así como su posterior puesta a disposición de los participantes en la medida y/o del operador del sistema, según corresponda y conforme a lo establecido en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias. A este fin instalarán y operarán los concentradores secundarios de medidas asociados a los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.*»

De lo anterior se sigue que la normativa de rango superior, si bien establece una preeminencia del OS en lo que atañe al funcionamiento del sistema de medidas, es clara al afirmar la responsabilidad de los restantes encargados de la lectura con respecto a aquellos puntos frontera cuya medida les corresponde, en particular en lo referente al tratamiento y puesta a disposición de la información.

²⁰ Según el apartado 29 del artículo 3 ('Definiciones') del RD 1110/2007, las ITCs con la «*norma técnica adicional al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico mediante el que se regulan las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características.*»

Por otro lado, la Propuesta de ITCs otorga al OS una nueva función —la «prestación de servicios a partir de los datos de medidas» obrantes en el concentrador principal a todos los participantes en el sistema de medidas, pues el operador del sistema se configura como «responsable del desarrollo, mantenimiento y operación del concentrador principal»— que a fecha de hoy no tiene expresamente atribuida ni en la LSE ni en el RD 1110/2007. Esta nueva atribución modificaría el actual flujo de información entre participantes de puntos frontera conectados a la red de distribución (distribuidores, comercializadores y representantes, consumidores, generadores) e instauraría *de facto* un modelo de gestión de datos cuya potestad recaería en el OS.

Es concebible que bien el OS, bien una tercera figura independiente no vinculada a la operación de las redes, actúe como administrador de un *hub* central de medidas. No es el modelo actualmente previsto en la normativa eléctrica española, pues existe una ‘referencia de tipo circular’ por la cual el RD 1110/2007 remite a las ITCs, y a su vez la Propuesta de ITCs introduce la prestación de unos servicios «en la forma y condiciones que se determinen reglamentariamente». Se trata de una situación susceptible de modificación en aras de la claridad y la seguridad jurídica.

La redacción propuesta del P.O. 10.11, que trata los intercambios de información entre el OS y los participantes en el sistema de medidas, en particular su apartado 1 (‘Objeto’) debería ajustarse también en este mismo sentido, por las mismas razones.

3.3. Sobre la habilitación competencial para aprobar el P.O 14.8 y el P.O 9.

Tal y como se ha indicado en el capítulo 2 de este informe, la Propuesta remitida por la SEE está basada en la remitida con fecha 8 de mayo de 2019 por el OS al MITECO en cumplimiento del mandato contenido en el apartado 1 de la disposición adicional primera del RD 244/2019 e incluye la modificación de las ITCs del Reglamento de medidas y de los procedimientos ya enumerados, que podrían ser categorizados como sigue:

Un primer grupo aborda el funcionamiento de los SENP, la cobertura de su demanda y la programación de la generación en esos territorios: abarca los P.O. SENP 1, 2.2, 3.1, 3.7 y 9. Un segundo grupo incluye las condiciones de la instalación de los puntos de medida, su verificación y el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera: abarca numerosos P.O.s de la serie 10 (todos, salvo el 10.3 y el 10.8; la adaptación de los 10.12 y 10.13 es explicada más adelante) y las ITCS de medidas. El tercer grupo aborda el mecanismo del servicio de interrumpibilidad (P.O.s 15.1 y 15.2). El cuarto y último grupo según esta clasificación modifica el P.O.9, que establece el intercambio de información de los sujetos con el OS, y el P.O. 14.8, que establece el sujeto de liquidaciones para las instalaciones de producción.

Con respecto a estos dos últimos procedimientos de operación, se realizan las siguientes consideraciones:

Sobre el P.O. 14.8. Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción:

El objeto de este P.O. es establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación de las liquidaciones de las instalaciones de producción al sujeto de liquidación que corresponda en cada momento ante el OS (adicionalmente, con la modificación propuesta, también realiza la asignación de la energía excedentaria de las instalaciones de autoconsumo al sujeto de liquidación correspondiente).

A este respecto, cabe recordar que el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico (*EBGL*, por sus siglas en inglés), requiere la aprobación nacional de un documento que recopile las condiciones relativas al balance que son de aplicación, en cada sistema eléctrico, a los sujetos proveedores de servicios de balance y a los sujetos responsables del balance, los cuales soportan el coste del desvío. A este respecto, con fecha 18 de junio de 2018 tuvo entrada en esta Comisión la propuesta del OS de Condiciones relativas al balance en el sistema eléctrico peninsular español, la cual actualmente se encuentra en tramitación por parte de la CNMC. En particular, dicha propuesta establece la función, los requisitos y actuaciones de los sujetos de liquidación responsables del balance, según lo previsto en el artículo 18.6 del EBGL, cuyo desarrollo vendrá determinado, entre otros, en el mencionado P.O. 14.8.

Adicionalmente, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural (RD-ley 1/2019), ha transferido a la CNMC la competencia para regular los principios que rigen los mercados de balance y la aprobación de los procedimientos de operación del sistema que los desarrollan.

Por todo ello, se considera que el P.O 14.8 debe ser aprobado por la CNMC en el marco de sus competencias, sin perjuicio de las consideraciones particulares hechas más adelante.

Sobre el P.O. 9. Información intercambiada por el OS:

El objeto de este procedimiento es definir la información que debe intercambiar el OS con el resto de sujetos del sistema eléctrico peninsular, así como los procedimientos y plazos que deben aplicarse en ese intercambio, y el tratamiento de dicha información.

Así, en este P.O. se recogen los intercambios de información necesarios para que el OS pueda llevar a cabo funciones muy diversas como la gestión del servicio de

interrumpibilidad, la gestión de los sistemas de medidas de los sujetos, la gestión de la programación de la operación o la propia operación del sistema. Algunas de estas funciones, como las dos primeras citadas, corresponden al ámbito competencial del Ministerio para la Transición Ecológica, mientras que las dos segundas, al ámbito de la CNMC, en el marco de sus competencias previstas en los artículos 5.4.c) o 18.6.d) del mencionado Reglamento (UE) 2017/2195, y en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Dado que, en su mayor parte, este procedimiento aglutina las referencias de intercambios de información establecidas en los procedimientos donde se regulan cada una de las funciones atribuidas al OS, se propone, que este procedimiento no se apruebe en este momento, más aún teniendo en cuenta que su contenido se deberá revisar una vez se apruebe la implementación de los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485. Por otro lado, en el caso particular de la propuesta de modificación del P.O. 9 que ha sido remitida, las referencias concretas al autoconsumo ya habrían sido incorporadas al resto de P.O.s remitidos para informe, por lo que su aprobación no sería necesaria para poder desarrollar la gestión del autoconsumo.

3.4. Sobre la adaptación de los P.O.s 10.12 y 10.13.

Tal y como se ha indicado en el capítulo 2 de este informe, el oficio de la SEE que acompaña a las propuestas de modificación para informe preceptivo, solicita a esta CNMC una nueva propuesta de los P.O.s 10.12 y 10.13²¹, en el supuesto de que se considere necesaria su adaptación al RD 244/2019.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional quinta ('Desarrollo de procedimientos') del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo²², la SSR de la

²¹ P.O. 10.12. Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión.

P.O. 10.13. Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión.

Ambos aprobados mediante Resolución de 2 de junio de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía («BOE» de 4 de junio).

²² Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Su citada disposición adicional quinta establece que: «1. Por resolución del Secretario de Estado de Energía se establecerá el procedimiento donde se regule la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, así como los protocolos de intercambio de información, de seguridad y de confidencialidad de la misma entre los agentes a efectos de facturación y liquidación de la energía. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto, una propuesta de los citados procedimientos, así como de cualquier otra

CNMC, en su sesión del día 29 de mayo de 2014, aprobó la «Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambio de información a efectos de facturación y liquidación de la energía», la cual fue remitida a la SEE. Posteriormente y partiendo de las propuestas realizadas por la CNMC, la propia SEE aprobó, entre otros, los citados P.O.s 10.12 y 10.13 mediante la Resolución de 2 de junio de 2015, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.

A este respecto, cabe recordar que las propuestas realizadas en 2014 por la CNMC de los vigentes P.O.s 10.12 y 10.13, se realizaron en el marco del cambio sustancial que supuso la puesta en marcha del mecanismo de facturación horaria de los consumidores con equipo de medida tipo 5 con telegestión, ante la necesidad de establecer, con urgencia, un procedimiento que permitiera la facturación de los consumidores acogidos al PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor).

En esta nueva revisión de estos dos procedimientos, se estima más conveniente que su contenido diferencial se integre dentro de los procedimientos que regulan las comprobaciones, validaciones y cálculo del mejor valor de medida e intercambio de información para el resto de tipos de medidas. Por otro lado, el contenido del P.O. 10.13, en lo que respecta a los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores, ha quedado incluido en su mayor parte, en la Resolución de la CNMC por la que se establecen los formatos de ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y de gas natural²³.

Por todo ello y con el objetivo de lograr una regulación más ordenada, se propone trasladar la regulación específica que en su momento se estableció en los procedimientos para los consumidores tipo 5 con medida telegestionada, a los procedimientos donde se regulan, con carácter general, las mismas cuestiones para la totalidad de equipos de clientes y de generación integrados en el sistema de telegestión:

Es decir, se propone traspasar el contenido específico del P.O. 10.12 ('Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente

disposición que fuese necesario desarrollar a efectos de la gestión de la medida horaria de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión.»

²³ El 20 de diciembre de 2016 la SSR de la CNMC aprobó la Resolución por la que se establece la versión 1.0 de formatos de ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y de gas natural. Esta versión se implantó en los sistemas de los agentes distribuidores y comercializadores el 31 de agosto de 2017, para el sector eléctrico, y el 30 de octubre de 2017, para el sector de gas natural.

integrados en el sistema de telegestión') al P.O 10.5 ('Cálculo del mejor valor de la energía en los puntos fronteras y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas'), y traspasar el contenido específico del P.O. 10.13 'Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión' al P.O. 10.11 'Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes'. Asimismo, se propone la derogación de los actuales P.O.s 10.12 y 10.13.

A estos efectos, se proponen como anexo I a este informe las modificaciones que deberían incorporarse a las versiones propuestas por la SEE de los P.O.s 10.5 y 10.11, para contemplar la regulación prevista en los P.O.s 10.12 y 10.13, respectivamente, según se describe con más detalle en las consideraciones particulares que siguen.

4. CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE LA PROPUESTA

4.1. Sobre la modificación de las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida.

4.1.1. Sobre el tratamiento de los consumos propios de transporte y distribución.

Los párrafos segundo y tercero, respectivamente, de los apartados 3.4 ('Fronteras entre instalaciones de transporte') y 3.5 ('Frontera entre transporte y distribución') establecen que los consumos de las subestaciones (de transporte o distribución, respectivamente) distintos de los consumos auxiliares deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las correspondientes redes.

Estos consumos auxiliares, que son objeto de definición detallada en el apartado 1 de la Propuesta, se identifican con los establecidos por la Resolución de la DGPEM, de 17 de marzo de 2003, por la que se clasifican los consumos a considerar como consumos propios²⁴, los cuales quedan exentos de la aplicación de tarifas de acceso de acuerdo con el apartado 2 del artículo 1 ('Ámbito de aplicación') del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica²⁵.

²⁴ Resolución de 17 de marzo de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se clasifican los consumos a considerar como "consumos propios" y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre («BOE» de 31 de marzo de 2003).

²⁵ «2. Se exceptúan de la aplicación del presente real decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.»

La Propuesta no justifica por qué limita la medición de esos consumos distintos de los auxiliares a las subestaciones; nada dice de posibles consumos análogos registrados en los centros de maniobra y control, así como (en este caso solo respecto a la actividad de distribución) en los centros de reparto, maniobra y transformación. Se obvia asimismo la posibilidad de que los consumos auxiliares de las instalaciones de transporte sean suministrados desde la red de distribución.

Se recomienda por lo tanto que se reconsidere el alcance de estos apartados con respecto a las instalaciones a las que serían de aplicación, y en particular para las fronteras entre transporte y distribución que se contemplen los consumos auxiliares de instalaciones de transporte suministrados desde la red de distribución.

En cualquier caso, se recomienda la sustitución de la referencia de “Consumos auxiliares de la actividad de distribución” por “Consumos propios de la actividad de distribución” por coherencia con lo definido para el resto de actividades.

4.1.2. Sobre la ausencia de puntos de medida principal en la frontera.

El tercer párrafo del apartado 3.9 (‘Consideraciones adicionales en la ubicación de los puntos de medida’) admite que el punto de medida principal no se ubique en la frontera de instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración y residuos que opten por vender toda su energía neta generada, así como de aquellas acogidas a la modalidad de autoconsumo de acuerdo con el RD 244/2019. De acuerdo con la definición incluida en la misma propuesta de ITCs, se entiende por ‘energía neta generada o energía generada en barras de central’ la *«energía bruta en generación menos los consumos auxiliares medida en barras de central, esto es, teniendo en cuenta las pérdidas para elevar la energía a barras de central.»*

Este párrafo requiere una aclaración: Eximir de ubicar el punto de medida principal en la frontera a todas las instalaciones renovables, de cogeneración o residuos que vendan su energía neta (las que produzcan en el régimen informalmente denominado “todo-todo”) constituye ya una excepción considerable; extenderla a todas las instalaciones (renovables o no) en autoconsumo (el régimen informalmente denominado “de excedentes”) potencialmente la convierte en casi generalizada para toda la generación no convencional.

Se tiene además que ya el apartado que trata la generalidad de estos casos (‘3.2 Fronteras de generación’) contempla expresamente la posibilidad de salvedades introducidas bien por propio RD 244/2019, bien por el MITECO, y que esta versión de las ITCs incluye un nuevo apartado 3.10 sobre ‘Consideraciones adicionales a las instalaciones acogidas a modalidades de autoconsumo’ para tratar sus especificidades. Se abordarían por lo tanto en este apartado 3.9 excepciones adicionales a las excepciones ya previstas.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se aconseja explicitar y motivar en el propio apartado si la exención englobaría a todas las precitadas instalaciones. A este respecto, cabe señalar que el apartado 3.10.5 de la Propuesta contempla expresamente aquellas instalaciones a las que la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) hubiese autorizado una configuración singular de medida en aplicación de la disposición transitoria segunda del RD 244/2019.

4.1.3. Sobre el carácter potestativo del cambio de clasificación de punto de medida, bajo determinadas circunstancias.

El último párrafo del apartado 4 (*Cambio de clasificación de punto de medida*) establece la modificación de un punto acogido a la clasificación por energía cuando se encuentra *por debajo* del umbral de dicho punto. Que un punto de medida disponga de un equipo de clase superior a la que le correspondería por volumen de consumo o generación no es antirreglamentario, y no sería raro que el interesado quisiera mantenerlo si prevé recuperar dicho volumen en un futuro. Se recomienda por lo tanto que dicha modificación sea potestativa, a petición del responsable de la medida y previa notificación al encargado de la lectura del punto de medida.

4.1.4. Sobre la carga simultánea en los devanados de los transformadores de tensión.

De acuerdo con lo propuesto en su día en el Informe 6/2011 de la CNE, de 24 de marzo de 2011²⁶ y en el Informe P.O.s 2016 de la CNMC, se recomienda completar la redacción del último párrafo del apartado 5.2 (*Instalación de transformadores de tensión*) a propósito de la conveniencia de que la carga sobre todos los devanados de los transformadores de tensión se aproxime a su potencia nominal: Esto mismo podría lograrse manteniendo próxima a dicha potencia nominal la carga sobre el devanado de medida al que se conecten los contadores. Como se justificaba en los susodichos informes, de esta forma, la clase de precisión se cumple igualmente asegurando el 25% de carga en el conjunto de devanados o sólo en el de medida, mientras que los requisitos de carga son mucho mayores para el conjunto de devanados.

Se tiene además que el penúltimo párrafo de este apartado 5.2 prevé que *«La relación de transformación será un número entero tal que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80 % y el 120 % de la tensión nominal del circuito de potencia primario.»* Por otro lado, el apartado 2 (*Instalación*) de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 08 (*Transformadores de medida y protección*), aprobada por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo²⁷, establece que

²⁶ Informe 6/2011 de la CNE sobre la propuesta de REE sobre Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida, de 24 de marzo de 2011 (<https://www.cnmc.es/expedientes/informe-cne-0062011>).

²⁷ Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

«En el caso de transformadores de tensión, la relación de transformación será un número entero tal que la tensión asignada del primario, elegida dentro de las series de tensiones asignadas normalizadas, esté comprendida entre el 100 % y el 120 % de la tensión nominal del circuito de potencia primario.», por lo que debería adecuarse la redacción de la Propuesta en este sentido.

4.1.5. Sobre la carga mínima en el circuito secundario de los transformadores de intensidad.

El primer párrafo del apartado 5.3 ('Instalación de transformadores de intensidad') de la propuesta de ITCs establece una carga mínima de un 25% de la potencia de precisión en el circuito secundario. No se comprende el sentido técnico de limitar la carga mínima en el secundario de un transformador de medida de intensidad, que trabaja en condiciones similares a las de cortocircuito; estos trafos no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con apenas la carga del equipo de medida.

4.1.6. Sobre los protocolos de comunicación en las fronteras tipo 3.

El apartado 5.6 ('Características de los registradores') de la propuesta de ITCs incluye este párrafo: «El protocolo de comunicación de los registradores para fronteras tipo 1, 2 y 3 será único y definido por el operador del sistema.»

Esto contradice el apartado 9 del artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medidas, que en la redacción dada por la disposición final tercera. Cinco del RD 244/2019, establece que: «Podrán integrarse en los sistemas de telegestión y telemedida previstos en el punto anterior, los equipos ubicados en baja tensión en fronteras tipo 3 y 4, siempre que dichos equipos cumplan, además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemedida, todos los requisitos establecidos en el presente reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 3, 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso; **con la excepción de los protocolos de comunicaciones, que podrán ser específicos, según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 20 de este reglamento.**»

4.1.7. Sobre las excepciones para instalaciones.

El apartado 5.7 contempla una lista de excepciones para instalaciones de medida; entre ellas, tanto para las anteriores a mayo de 1999, como para las anteriores a marzo de 2004, la carencia de verificaciones en origen y protocolos de ensayos del fabricante de transformadores de tensión o intensidad y de autorizaciones de uso.

Por otro lado, el párrafo a) ('Defectos relacionados con el cumplimiento de los requisitos de los equipos') del apartado 4.1.4.8 ('Acta de inspección') del P.O. 10.1 propuesto, exceptúa de la exigencia de disponer de protocolos de ensayo en origen y de aprobación de autorizaciones de uso las instalaciones «anteriores al RD 1110/2007».

De acuerdo con lo anterior, se recomienda modificar la redacción de las ITCs, refiriendo las excepciones previstas en su apartado 5.7 a la fecha de entrada en vigor del RD 1110/2007.

4.1.8. Sobre la verificación de los equipos antes de transcurridos tres meses desde su instalación.

El penúltimo párrafo del apartado 7.1 ('Generalidades de las inspecciones y verificaciones de las instalaciones de medida') propone que *«Las instalaciones de medida y sus equipos [sin especificar el tipo] se inspeccionarán y verificarán dentro de los tres meses posteriores a su puesta en servicio en el sistema de medidas»*.

Esto iría más allá de lo establecido por el artículo 16.3 del RD 1110/2007, según el cual: *«Las instalaciones de medida y los contadores de los puntos tipo 1 y 2, y los tipo 3 de generación, deberán ser verificados por un verificador de medidas eléctricas autorizado antes de tres meses desde su inclusión en el sistema de medidas. La primera verificación sistemática del resto de puntos de medida tipo 3 será realizada antes de que finalice el periodo de diez años desde su puesta en servicio.»* Más adelante, el inciso final del artículo 16.4 establece que *«Las verificaciones de contadores tipo 4 y 5 se podrán efectuar con carácter individual o por el procedimiento de lotes»*, ya sin referencia a plazos específicos.

Se tiene además que los equipos de medida deben ser objeto de una verificación primitiva o en origen —típicamente, realizada por su fabricante— o bien obtener un certificado de conformidad emitido por un organismo notificado o de control metrológico, de acuerdo con el apartado 3 del P.O. 10.2 ('Verificación de los equipos de medida'). Esta verificación en origen debe ser comprobada con motivo de la puesta en servicio de las instalaciones de los puntos de medida (objeto del apartado 4 del P.O. 10.1, 'Condiciones de instalación de los puntos de medida'), instalaciones que luego son objeto de un procedimiento de inspección, del cual forma parte la realización de la llamada primera verificación sistemática.

Pues bien, que adicionalmente a lo arriba expuesto, las ITCs impongan una nueva verificación para todos los equipos, de cualquier tipo, antes de transcurridos tres meses desde la puesta en servicio, además de no ser ajustado a la normativa de rango superior, no parece necesario, máxime cuando según dicha normativa, cualquier agente implicado puede solicitar la inspección y verificación del equipo en cualquier momento si así lo cree oportuno.

Por lo tanto, se propone limitar el alcance del párrafo arriba citado a aquellos equipos que no acrediten la correspondiente verificación primitiva o en origen.

4.1.9. Sobre la atribución de la función de inspección al verificador.

El apartado 7.6 ('Funciones del verificador de medidas') encomienda a dicha figura la *«Inspección de instalaciones de medida de acuerdo al alcance mínimo que se*

indica en los procedimientos de operación de medidas.» Esta redacción no se compadece con el contenido del artículo 17 (‘Inspección de instalaciones y equipos de medida’) del RD 1110/2007, que expresamente establece que podrán ser objeto de inspección «[...] las verificaciones efectuadas, [y] el cumplimiento por los verificadores de medidas eléctricas de la autorización concedida [...]», y concluye afirmando que «[...] Dichas inspecciones o comprobaciones no tendrán nunca el carácter de verificación de las previstas en el presente reglamento.»

No cabe por lo tanto confundir verificación con inspección atribuyendo la función de inspección al verificador. Por el contrario, se echa en falta la alusión a la «verificación en origen», conforme a la definición #9 de las enumeradas en el artículo 3 del repetido RD 1110/2007.

4.1.10. Sobre el apartado 12 (Apéndice A – Esquemas típicos).

Dado que para un mismo punto frontera pueden existir varias configuraciones comprobantes válidas, el Apéndice A ofrece —de forma no exhaustiva— algunas configuraciones de medida, entre ellas varias aplicables a instalaciones de autoconsumo (esquemas típicos 9 a 13). Aun admitiendo que el Apéndice no pretende agotar la descripción de todos los esquemas válidos, en el caso del autoconsumo, por claridad se considera conveniente incluir expresamente alguna otra de las posibilidades contempladas en el RD 244/2019; en particular, se echa en falta el esquema de autoconsumo colectivo en red interior.

Además, debería reemplazarse el término “generación convencional”, que carece de una definición normativa unívoca, y que por lo general se identifica como “no renovable”, por simplemente “generación” o “generación no acogida a una modalidad de autoconsumo”.

En el esquema típico 3 (fronteras de generación) cabría contemplar otra alternativa más de configuración comprobante, incluyendo un equipo de medida (sería el PM9) en el secundario del transformador del generador 1 y un equipo de medida (PM10) en el secundario del transformador del generador 2.

En los esquemas típicos 10 y 11 no hay una correspondencia exacta entre la nomenclatura empleada en el texto y la representada en el esquema, lo cual dificulta su comprensión.

En los esquemas típicos 9, 10 y 11 faltaría representar la medida alternativa del punto de medida de generación (PM GEN’) a partir de la medida de generación bruta GEN y de la medida de los servicios auxiliares SSAA, con sus coeficientes de pérdidas correspondientes.

4.2. Sobre la modificación de los Procedimientos de Operación.

4.2.1. Sobre el límite de potencia a partir del cual los generadores síncronos deben suministrar información al OS.

[La consideración particular reflejada en este apartado con respecto al P.O. 9 SENP (no peninsular) debe ser entendida sin perjuicio de la consideración general anteriormente hecha a propósito de la conveniencia de posponer la aprobación de las modificaciones propuestas al P.O. 9 (peninsular).]

El Anexo I ('Contenido de la base de datos estructural del OS') del P.O 9 SENP contempla la estructura y relación de datos que los diferentes agentes del sistema deben suministrar al OS. En su apartado 1.1 ('Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red —hidráulica, térmica, solar térmica— incluidas aquellas de autoconsumo'), deben rebajarse los límites de potencia —de 5 MW a 0,5 MW y de 10 MW a 1 MW— a partir de los cuales las mencionadas plantas incurren en la obligación de remitir la información al OS establecida en el antedicho anexo, según lo previsto en el artículo 7 del RD 413/2014; ello obedece al carácter aislado y al menor tamaño de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP).

4.2.2. Sobre los precintos de los transformadores de medida.

En el quinto párrafo del apartado 3.1.3 ('Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida) del P.O. 10.1 ('Condiciones de instalación de los puntos de medida') convendría matizar que los transformadores de medida a los que se conecten los contadores deberán disponer de una '*caja de centralización precintable o con bornas precintables*' en lugar de únicamente una '*caja con bornas precintables*', pues en el caso de los transformadores que tienen las bornas en el interior de la cuba sería imposible cumplir con la obligación de precintar las bornas según la redacción que plantea la Propuesta. En este mismo apartado, se debería especificar que en ningún caso se considerará válido precintar una caja de centralización que contenga un dispositivo de protección o control.

4.2.3. Sobre la figura del verificador de medidas.

Los apartados 4.1.3 ('Procedimiento de inspección de las instalaciones de un punto de medida') y 4.14 ('Procedimiento de inspección') del P.O. 10.1 ('Condiciones de instalación de los puntos de medida'), así como la generalidad del P.O. 10.2 ('Verificación de los equipos de medidas') y el apartado 7 ('Inspecciones y verificación de las instalaciones de medida') de las ITCs hacen referencia a la figura del verificador de medidas. En particular, el primero de los P.O.s anteriormente citados prevé que el verificador podrá también inspeccionar las instalaciones de los puntos de medida tipo 1, 2 y 3 (no los tipo 4 ó 5).

A este aspecto, se recuerda que el artículo 16.2 del RD 1110/2007 establece que:

«La verificación de la instalación de puntos de medida y sus equipos asociados la realizará un verificador de medidas eléctricas, que será una entidad sin interés económico en la medida, debiendo ser independiente de los participantes con interés económico en el punto de medida. No obstante, para todos los puntos frontera con la red de transporte, las fronteras distribución-distribución, las conexiones internacionales y todos los puntos

frontera de generación cuyo encargado de la lectura sea el operador del sistema, dicha entidad sólo podrá ser el propio operador del sistema. Los requisitos y condiciones exigibles a estas entidades para su autorización serán establecidos mediante orden ministerial a propuesta del Centro Español de Metrología y previo informe de la Comisión Nacional de Energía».

Con fecha 3 de octubre de 2018, la SSR de la CNMC aprobó su informe sobre el proyecto de «Orden por la que se regulan los requisitos y condiciones exigibles a los organismos o entidades para actuar como verificador de medidas eléctricas» [Exp. N° IPN/CNMC/018/18²⁸], a propuesta del Centro Español de Metrología. Dos de los objetivos de este proyecto son definir las funciones de los verificadores y desarrollar el procedimiento aplicable en las funciones de verificación de puntos de medida y de sus equipos asociados.

Dado que a la fecha de redacción de este informe está pendiente de publicación la antedicha orden ministerial —y, por ende, el desarrollo normativo que regule las funciones del verificador de medidas— se considera inadecuado que la Propuesta recoja la posibilidad de que esta figura pueda realizar también funciones de inspección. En consecuencia, se recomienda al menos posponer la inclusión de este cambio hasta la publicación de la precitada orden.

4.2.4. Sobre el listado de defectos contemplados en relación con el acta de inspección y la consideración de defectos como graves.

En el apartado 4.1.4.8 ('Acta de inspección') del P.O. 10.1 ('Condiciones de instalación de los puntos de medida') se recomienda contemplar de forma expresa, añadiéndolos a los listados contenidos en la Propuesta:

- i) Dentro del listado de posibles defectos en la inspección relacionados con los transformadores de tensión e intensidad —subapartados d) y e), respectivamente—, la no correspondencia con la tensión nominal de la instalación o con la intensidad nominal correspondiente a la máxima potencia contratada, respectivamente, así como la no pertenencia a la clase de precisión exigida al punto de medida;
- ii) Dentro de los defectos relacionados con los cables —subapartado f)—, el que los mismos se encuentren mal identificados, y
- iii) Dentro del listado de posibles defectos relacionados con el contador —subapartado g)—, la Imposibilidad de comprobación de la parametrización (defecto que sí consta, en cambio, en el listado del subapartado siguiente, correspondiente al registrador), y que el contador no esté precintado (sí se contempla como defecto que no sea precintable).

²⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01818>

Por otro lado, el antepenúltimo párrafo de este mismo apartado 4.1.4.8 dispone que el «*El verificador de medidas comunicará al responsable del punto de medida y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los defectos encontrados, así como los plazos para su resolución. Cuando los defectos sean considerados graves, lo comunicará además al Ministerio para la Transición Ecológica.*» Este apartado no establece los criterios que permiten identificar un defecto como grave.

De otra parte, el apartado 6 ('Clasificación de defectos') del Anexo 2 ('Contenido mínimo de acta de inspección de puntos de medida tipos 4 y 5') de este mismo P.O. 10.1 identifica como graves toda «*presunta infracción conforme el artículo 30 del Reglamento*». El entrecomillado anterior debe suprimirse, pues hace referencia al Reglamento de medidas previo, aprobado mediante Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, que en su redacción dada por el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, tuvo un artículo 30 ('Infracciones'), luego derogado por Sentencia de 24 de noviembre de 2003, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo («BOE» de 5 de enero de 2004).

Se aconseja por lo tanto que o bien la Propuesta especifique los criterios para considerar un defecto grave, o en su defecto detalle qué defectos de entre los listados tendrían tal consideración, con el objeto de evitar dudas interpretativas a este respecto.

De la misma manera, debería limitarse el uso del término 'defecto' a los incumplimientos de la normativa de aplicación, con independencia de que en el acta de inspección puedan registrarse como 'observaciones' eventualidades que no conlleven tal incumplimiento²⁹.

4.2.5. Sobre la baja de puntos frontera de generación.

Los apartados 6 ('Modificación de las instalaciones') y 4.11 ('Baja de fronteras') de los P.O. 10.1 ('*Condiciones de instalación de los puntos de medida*') y 10.7 ('Alta, Baja y Modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema'), respectivamente, introducen la posibilidad de que los encargados de la lectura den de baja puntos frontera de producción³⁰ por incumplimiento reiterado del RUPM, previa notificación al interesado con al menos dos meses de antelación a la baja efectiva del punto frontera. En particular, para ello se debe cumplir al menos uno de los siguientes supuestos: i) Que el encargado de la lectura no reciba lecturas de energía de sus registradores de medidas durante más de un año desde el cierre de la medida, o ii) Que se supere

²⁹ Uno de los párrafos de este mismo apartado 4.1.4.8 del P.O. 10.1 prevé que «*No obstante, en el acta podrán quedar registrados como observaciones otros defectos que no supongan un incumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo.*»

³⁰ La redacción propuesta en el P.O. 10.1 es «*podrán iniciar la baja de puntos de frontera*»; se considera preferible, por más clara, la empleada en el P.O. 10.7: «*podrán dar de baja puntos frontera*».

en más de dos años el incumplimiento de plazos normativos de inspección y verificación sistemática de todos sus puntos de medidas.

En cuanto al primer supuesto, se recomienda ampliar de uno a tres años el plazo de no recepción de medidas por parte del encargado de la lectura para que pueda dar de baja un punto frontera de producción. En efecto, el apartado 8 del artículo 33³¹ ('Acceso y conexión') de la LSE establece que «[...] *Del mismo modo caducarán dichos permisos [de acceso y conexión] para las instalaciones que estando ya construidas y en servicio, cesen en el vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas del cierre temporal.*»

Esto es, se aconseja evitar la posibilidad de que el encargado de la lectura dé de baja un punto frontera en el que estén conectadas instalaciones de producción que tengan permisos de acceso y conexión en vigor.

4.2.6. Sobre la notificación de los resultados de la verificación al encargado de la lectura.

El último párrafo del apartado 3.3.1.1.8 ('Energía no medida durante la verificación'), incluido como parte del procedimiento de verificación de puntos de medida tipo 1, 2 y 3 del P.O. 10.2 ('Verificación de los equipos de medida') establece que «*El verificador de medidas notificará al encargado de la lectura los requisitos y resultados de la verificación de acuerdo a las vías y formatos que el encargado de la lectura establezca. [...]*», si bien no otorga un plazo temporal para llevar a cabo dicha notificación.

A este respecto, se aconseja establecer expresamente un plazo máximo —por ejemplo, de 10 días hábiles a contar desde el día siguiente a la verificación— para que el verificador notifique al encargado de la lectura los referidos datos.

4.2.7. Sobre la custodia de la documentación de los equipos de medida.

Existe una aparente contradicción entre uno de los párrafos del apartado 7.1 de las ITCs (que trata de las generalidades de las inspecciones y verificaciones de los equipos de medida) y el apartado 3.3.2.1.1 ('Registros') del P.O. 10.2 ('Verificación de los equipos de medida') en cuanto a quién ha de custodiar qué documentación de los equipos de medida tipo 4 y 5.

Se considera que debiera ser el responsable del punto de medida quien custodiara el certificado de conformidad emitido por el servicio u organismo autorizado al que alude el antedicho apartado 3.3.2.1.1 del P.O. 10.2, no el encargado de la lectura (si bien éste podría hacerse cargo cuando el equipo de medida esté en régimen de alquiler, estando obligado a dar copia de mismo al responsable del punto de medida). Esto sería coherente con la redacción del apartado 7.1 de las ITCs,

³¹ Análoga redacción ofrece el apartado b) de la disposición transitoria octava de la propia LSE para el caso de los permisos concedidos con anterioridad a la entrada en vigor de la ley.

según el cual «*Los equipos de medida de las instalaciones de medida deberán disponer de las autorizaciones reglamentarias pertinentes, siendo el responsable del punto de medida el participante que debe conservar los documentos que lo justifican.*»

En consecuencia, se considera necesario modificar la redacción del referido apartado del P.O. 10.2 para adaptarla a la empleada en las ITCs.

4.2.8. Sobre los gastos ocasionados por las verificaciones.

El P.O. 10.2 ('Verificación de los equipos de medida'), en su apartado 3.7 ('Gastos ocasionados por las verificaciones'), establece que los precitados gastos estarán sujetos a lo establecido en los reales decretos 1110/2007 y 244/2019, así como en el resto de normativa de aplicación. Por su parte, el artículo 16.7 del RUPM dispone que «*Los gastos que ocasionen las verificaciones correrán a cargo del responsable del punto de medida, que será quien designe al verificador de medidas eléctricas, entre los que cumplan los requisitos que se establezcan y estén autorizados al efecto.*»

A este respecto, se recomienda completar la redacción del antedicho apartado 3.7 en el sentido de que la factura derivada de los gastos de verificación debe incluir —como parte de su contenido obligatorio— la descripción de los distintos servicios o productos prestados con objeto de incrementar la transparencia y trazabilidad de cada gasto y evitar que se incluyan dentro de un mismo importe los gastos ocasionados tanto por verificación como por otras actuaciones tales como lecturas locales, parametrizaciones y pruebas de validación de protocolo.

4.2.9. Sobre las medidas que recibe el concentrador principal: agregaciones de puntos frontera de generación cuyo encargado de la lectura es el distribuidor.

El apartado 4.1 ('General') del P.O. 10.4 ('Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicación') establece, tanto en su versión ahora vigente como en la Propuesta, que el concentrador principal reciba lecturas de los equipos de medida ubicados en los puntos frontera de generación cuyo encargado de la lectura sea el OS (tipos 1 y 2)³², de los puntos frontera de clientes tipo 1, 2 y 5, y el «*Desglose de energía por CUPS de cada agregación de puntos frontera tipo 3, 4 y 5*». Es decir, el concentrador principal no recibiría directamente, sino de forma agregada y «*a efectos de liquidación del mercado*», las medidas de los puntos

³² La Propuesta lo define a la inversa: alude a «*Los puntos frontera de generación (salvo instalaciones cuyo encargado de lectura sea el distribuidor).*» El distribuidor es el encargado de lectura de los puntos frontera de generación tipo 3, 4 y 5.

frontera de generación tipo 3³³ y 5³⁴ y de clientes 3 y 4, cuyo encargado de la lectura es el distribuidor.

Por el contrario, la Propuesta modifica parcialmente la redacción referente a la agregación de estos puntos frontera en algunos apartados del 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'), y muy en particular a lo largo del P.O. 10.6 ('Agregaciones de puntos de medida'). Se recomienda por consiguiente revisar las referencias a las agregaciones de puntos frontera cuyo encargado de la lectura es el distribuidor, presentes en el texto de los P.O.s 10.5 y 10.6, en paralelo con la redacción propuesta para el 10.4.

Ahora bien, en la práctica el OS ya recibe de forma rutinaria los valores horarios de las medidas de aquellos puntos frontera de generación tipo 3, 4, y 5 correspondientes a instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos³⁵, desglosados por cada 'Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación' (CIL); los necesita para calcular, en su caso, la penalización correspondiente por incumplimiento del rango de factor de potencia dispuesto en el artículo 7 e) ('Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos') y en el Anexo III³⁶ ('Control de Factor de potencia') del RD 413/2014.

En este sentido, sin perjuicio de la consideración general realizada 'Sobre el acceso de todos los participantes al concentrador principal de medidas y la prestación de servicios por parte del OS', y puesto que el OS ya dispone de las medidas individualizadas de las antedichas plantas, no existiría un impacto

³³ El texto de la Propuesta omite las agregaciones de medida de puntos frontera de generación tipo 4. Los puntos frontera de generación tipo 4 fueron introducidos por la Disposición Final Tercera.Dos del RD 244/2019.

³⁴ Lo cual concuerda con la redacción dada al apartado 7.1 ('Descripción de la información') del P.O. 9 ('Información intercambiada por el operador del sistema'): «[...] Adicionalmente, a efectos de liquidación, el SIMEL recibirá de cada distribuidor, para los puntos frontera de los que es encargado de lectura, agregaciones de puntos frontera y/o medidas individualizadas en cada punto frontera, según lo indicado en los Procedimientos de Operación de Medidas.» [El subrayado destaca la propuesta de modificación ahora sometida a informe.]

³⁵ Debe tenerse presente que una inmensa mayoría (en número, si no en potencia instalada) de las instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se conectan a puntos frontera de generación tipo 3, 4 y 5, que engloban todos aquellos con potencia aparente de hasta 450 kVA.

³⁶ El artículo 7 e) y el Anexo III del Real Decreto 413/2014 regulan el servicio de ajuste de control del factor de potencia para las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Estos preceptos establecen, con carácter general, que las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro de un rango del factor de potencia obligatorio de referencia: esto es, entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo y que, en caso de incumplimiento de esta obligación, las mismas serán penalizadas en la cuantía de 0,261 c€/kWh. Por otro lado, el citado Anexo III dispone cómo se calcula y liquida, en su caso, la correspondiente penalización, indicando que la misma se aplicará con periodicidad horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo mensual, que será destinado a minorar el coste de los servicios de ajuste que correspondan.

significativo en la operativa actual si la Propuesta optara, «a efectos de liquidación del mercado», por relajar la obligación que recae sobre los distribuidores de enviar agregaciones de medidas de puntos frontera de generación 3 y 5. Por el mismo motivo, cabría extender a todos los puntos frontera de generación (sin exceptuar aquellos cuyo encargado de la lectura sea el distribuidor) la remisión de medidas al concentrador principal, pues ya se está procediendo así.

Por otro lado, en lo que se refiere a la información individualizada recibida por el OS sobre los puntos frontera de clientes, se hace notar que las notas 1 y 2 al pie de la tabla del apartado 8.5 ('Publicaciones a los participantes') del P.O. 10.5 hacen referencia también a los tipos 3 y 4 (además de a los 1, 2 y 5).

4.2.10. Sobre la recepción de datos estructurales de autoconsumidores en el concentrador principal.

El apartado 4.4.2 ('Recepción de datos estructurales') del P.O. 10.4 ('Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicación') propone que el OS reciba —tanto por parte de los responsables de equipos de medida de puntos de los que el OS es el encargado de la lectura como de los responsables de los concentradores secundarios (distribuidores)— la información estructural de las instalaciones acogidas a autoconsumo que permita identificar, al menos, la modalidad de autoconsumo, las instalaciones de producción y consumidores asociados, así como las características técnicas de las instalaciones. Toda esta información estaría disponible, por tanto, en el concentrador principal.

A este respecto, se considera excesivo y no suficientemente justificado —tanto desde un punto de vista técnico como económico— que se imponga a los distribuidores la obligación de remisión de información al OS de aquellas instalaciones acogidas a cualquier modalidad de autoconsumo de las que son encargados de la lectura. El RD 244/2019 establece que los distribuidores deberán poner a disposición de los comercializadores tal información a efectos de una correcta facturación y liquidación de la energía generada, pero no especifica su envío al OS: Entre las funciones que el OS tiene asignadas no está almacenar las modalidades de autoconsumo ni qué consumidor(es) que están asociados a qué instalación(es) de generación.

En este sentido, se propone eliminar la referida obligación de envío de información de los distribuidores al OS de los apartados 4.4.2 del P.O.s 10.4 y, sin perjuicio de que se mantenga la análoga prevista para los responsables de los equipos de medida de puntos de los que el OS es encargado de la lectura.

No obstante lo anterior, el apartado 4.1.1 ('Medidas agregadas de frontera de clientes')³⁷ del P.O 10.6 ('Agregaciones de puntos de medida') debería contemplar expresamente el envío agregado de información correspondiente a la energía excedentaria de las instalaciones de autoconsumo , «a efectos de liquidación de

³⁷ El título de este epígrafe no consta en la versión remitida para informe, pero sí su contenido.

[estas energías en] el mercado» por el OS en los casos de autoconsumo sujeto a compensación simplificada o autoconsumo colectivo sin excedentes.

4.2.11. Sobre la aceptación de objeciones respecto a puntos frontera cuyo encargado de la lectura es el distribuidor.

El apartado 6.6.3 ('Resolución de objeciones') del 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'), añade un apartado d) a su epígrafe referido a las 'Fronteras de las que los distribuidores son encargados de la lectura', según el cual el OS aceptaría los valores de las objeciones de medidas presentadas por los participantes que no sean encargados de lectura cuando dichas objeciones no hayan sido respondidas (o bien hayan sido respondidas afirmativamente pero no se hayan modificado en consecuencia los datos estructurales o de medida) por parte de los distribuidores en el plazo y formato fijado para ello.

Se comparte que la Propuesta recoja una especie de silencio administrativo positivo para aquellas objeciones que no han sido resueltas expresamente por parte de los encargados de la lectura con el fin de proteger a los participantes-no-encargados-de-lectura, pero debe extenderse esta previsión a todos los encargados de la lectura, también al OS. La redacción de la Propuesta aplicaría exclusivamente a los distribuidores, lo cual introduciría una asimetría no justificada.

4.2.12. Sobre los plazos de recepción de medidas.

El apartado 8.1 ('Recepción de medidas') del 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') establece los plazos de recepción de medidas y puesta a disposición del concentrador principal y del resto de participantes.

En lo que se refiere a clientes tipo 2, la Propuesta armoniza el plazo de recepción de medidas eléctricas y puesta a disposición del concentrador principal al de los clientes tipo 1, pasando éste a ser diario —el Día D debe leerse antes de las 8.00 h del día D+1— en lugar de mensual —el Mes M debe de leerse antes de las 8.00 h del tercer día hábil del mes M+1—.

Si bien se considera conveniente la unificación de plazos de los clientes tipo 1 y 2 que plantea la Propuesta —con objeto de equiparar las obligaciones de envío de medidas de instalaciones cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW—, no se puede despreciar la importante reducción de tiempo que este cambio implicaría respecto al actual plazo de envío. En consecuencia, se recomienda incluir un periodo transitorio específico con objeto de atenuar los efectos derivados de la adaptación de los actuales sistemas de los clientes tipo 2 para un envío diario de medidas, y ello sin perjuicio del plazo fijado por la disposición final primera.3 del RD 244/2019.

4.2.13. Sobre la aplicación del coeficiente de pérdidas correspondiente a cada magnitud.

El anexo 2 ('Coeficientes para configuraciones principales y comprobantes') del citado P.O. 10.5 prevé sendos coeficientes de pérdidas para las potencias activa y reactiva. Los apartados 4.2.1 ('Configuración principal'), 4.2.2 ('Configuración redundante') y 4.2.3 ('Configuración comprobante') de este mismo P.O. se refieren a dicho anexo 2 cuando prevén que «*el encargado de la lectura aplicará [...] una corrección por pérdidas de energía activa y reactiva de acuerdo con los coeficientes indicados en el Anexo 2 de este documento.*» Para mayor claridad, cabría especificar que se aplicarán los coeficientes correspondientes a cada magnitud, de forma separada.

4.2.14. Sobre la comunicación al responsable del punto de medida de la falta de medida de energía saliente.

El párrafo final del apartado 4.4.7 ('Fronteras tipo 5 de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura') del repetido P.O. 10.5 reza como sigue: «*En los casos en que la falta de medida de energía saliente pueda ser debida a incumplimientos o dejación de funciones por parte del responsable del punto de medida, la estimación de energía saliente podrá ser 0 kWh.*» Esta redacción resulta un tanto vaga ('pueda ser debida', 'podrá ser'), máxime teniendo en cuenta la gravedad del caso que se describe. Se aconseja adoptar un texto más concreto ('sea debida', 'será') y completarlo para especificar que se comunicará debidamente al responsable del punto de medida de la situación de 'incumplimiento o dejación de funciones' en que ha incurrido.

4.2.15. Sobre las particularidades para instalaciones de autoconsumo a través de red.

El apartado 2 del Anexo 10 ('Particularidades para instalaciones de autoconsumo acogidas al Real Decreto 244/2019') del repetido P.O.10.5 establece, para las instalaciones de autoconsumo a través de red (red *exterior*), el método de cálculo del mejor valor horario (MVH) en el punto frontera de la instalación de producción k y en el punto frontera del consumidor y de otras energías asociadas a la citada instalación de producción y al consumidor, entre ellas, la energía horaria neta individualizada del consumidor y la energía horaria autoconsumida y excedentaria individualizada del consumidor.

A este respecto, y en la medida en que en un futuro pudiera relajarse el actual requisito de proximidad contemplado en el RD 244/2019³⁸, debería introducirse en

³⁸ El apartado g) del artículo 3 ('Definiciones') del RD 244/2019 define como «*Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas: [aquella] Instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:*

las fórmulas para calcular el referido MVH de la instalación de producción un coeficiente de pérdidas que tenga en cuenta las posibles mermas originadas hasta el punto de consumo, al menos cuando cada uno estuviese conectado en un distinto niveles de tensión. Hasta que se diera esa circunstancia, el coeficiente de pérdidas aplicable al cálculo del MVH tomaría el valor 0 —pero la fórmula ya estaría preparada para un posible coeficiente distinto de 0.

4.2.16. Sobre la información a remitir al OS para el alta de un punto frontera.

El apartado 3.1 ('Solicitud de alta de puntos fronteras') del P.O. 10.7 ('Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema') especifica que el responsable del equipo de medida o empresa delgada deberá enviar al OS, entre otra información, *«En puntos frontera de generación, copia del contrato de compraventa de energía suscrito entre empresa distribuidora y el productor.»*

La redacción propuesta se ha quedado obsoleta. El referido contrato de compraventa se encontraba recogido en el apartado 1 del artículo 11 del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre³⁹, el cual establecía, para las instalaciones acogidas al antiguamente denominado 'régimen especial,' que *«El productor y la compañía eléctrica distribuidora suscribirán un contrato de al menos cinco años de duración por el que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos.»* Este contrato resultaba esencial en un marco normativo en el que los citados titulares tenían la obligación (en desarrollos normativos posteriores, la posibilidad) de ceder su electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica, recibiendo de esta un precio medio o posteriormente una tarifa regulada única para todos los periodos de programación.

La normativa actualmente vigente no contempla ni la obligación ni la posibilidad de venta de energía a los distribuidores —esto es, únicamente se puede vender la energía generada en el mercado de producción— y, en consecuencia, tampoco incluye ya la obligación de que las instalaciones de producción a partir de fuentes

i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.»

³⁹ Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables.

de energía renovables, cogeneración y residuos tengan que suscribir con los distribuidores el precitado contrato de compraventa de energía. Por otro lado, la regulación sí mantiene la obligación de que ambos sujetos —productor y gestor de la red de distribución o transporte— firmen un contrato técnico de conexión a la red que regirá exclusivamente las relaciones técnicas entre ambos. En este sentido, se propone sustituir la referencia ya derogada de ‘contrato de compraventa de energía’ por el término ‘contrato técnico de conexión a la red’.

4.2.17. Sobre la exigencia de comunicar al Operador del Sistema el cambio de régimen de venta de una instalación de producción.

La redacción del nuevo apartado 4.9 (‘Cambio del régimen de venta de instalaciones de producción’) del P.O 10.7 (‘Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema’) resulta demasiado amplia y en cualquier caso, dicha modificación del régimen de venta solo aplicaría a: (i) instalaciones de producción que pasen a estar asociadas a un autoconsumo o viceversa, y (ii) instalaciones de producción asociadas a un autoconsumo que modifiquen la modalidad del mismo (sin o con compensación simplificada).

En cualquier caso, condicionar la validez de la modificación a que el OS acepte el cambio (a que lo *autorice*, conforme a la redacción propuesta⁴⁰), parece excesivo y no se ajusta al RD 244/2019, según el cual el cambio de modalidad de autoconsumo se formaliza ante la empresa distribuidora o transportista, según corresponda.

4.2.18. Sobre el intercambio de información de medidas de instalaciones de autoconsumo con más de un encargado de lectura.

El apartado 4.3.1 (‘Intercambio de información de medidas de instalaciones de autoconsumo con más de un encargado de lectura’) del P.O. 10.11 (‘Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes/participantes⁴¹’) prevé que en aquellas instalaciones de autoconsumo que tengan más de un encargado de la lectura y en las que alguno de ellos no pueda acceder al equipo de medida, *«el encargado de lectura que sea el distribuidor del consumidor y el de la instalación de generación en el que esté instalado el equipo de medida deberán poner a disposición, del resto de encargados de lectura implicados, las medidas.»*

⁴⁰ «Se solicitará al operador del sistema el cambio de régimen de venta de una instalación de producción.

El operador del sistema comprobará la información de solicitud de la modificación y notificará al solicitante si es válida y por tanto autoriza la modificación o por el contrario identificará las deficiencias de la misma y si es necesario aportar información adicional. [...]»

⁴¹ El P.O. 10.11, en su versión ahora vigente publicada mediante Resolución de 2 de junio de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía («BOE» de 4 de junio), aborda el ‘Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes’ (agentes, en la redacción actual, en lugar de participantes, en la Propuesta).

Sin perjuicio del carácter excepcional de esta situación, se considera que la redacción planteada resulta inacabada en relación con el procedimiento (plazos, etc.) de intercambio de información entre los distintos encargados de la lectura, por lo que convendría detallar el texto a este respecto mediante la remisión expresa, en su caso, a otros apartados de este mismo P.O.

4.2.19. Sobre la información mínima a poner a disposición del resto de participantes.

Se recomienda mantener el contenido del Anexo del antes citado P.O. 10.11 tal y como está en su versión ahora en vigor en lo que respecta a la información 'De encargados de la lectura y demás participantes al Operador del Sistema', ya que para desempeñar las funciones que tiene asignadas, el OS no necesita que se definan como datos estructurales si el contador está o no en régimen de alquiler, ni el código postal donde se ubica el punto frontera, ni mucho menos el CNAE del cliente situado en dicho punto frontera.

Este Anexo no es la pieza normativa en la que debe definirse qué datos deben considerarse estructurales, y además no se ha justificado por qué habría de modificarse para el caso de la información puesta a disposición del OS, mientras que no se hace lo mismo en el apartado anterior del mismo anexo, para el caso de la información puesta a disposición de los «*comercializadores/ consumidores directos/ representantes.*»

4.2.20. Sobre la definición de reserva de regulación secundaria.

El apartado 8.2 ('Reserva de regulación secundaria') del P.O. 1 SENP ('Funcionamiento de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares') establece, como uno de los criterios para la determinación del valor de la suma reserva primaria y secundaria necesaria en cada periodo horario, «*La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. [...]*» Esta previsión tiene por objeto que el disparo de cualquier grupo pueda ser instantáneamente suplido por los restantes grupos acoplados.

Este criterio podría refinarse para contemplar el caso en el cual no sean (como es habitual) los grupos de mayor tamaño y por lo general más eficientes los que estén funcionando en base y a cargas elevadas. Si la situación se invierte, y son precisamente los grupos más grandes, funcionando a cargas bajas, quienes están proveyendo la mayor parte de la reserva rodante, el enunciado anterior podría no alcanzar su objetivo. Es por lo tanto preferible referirse a la 'La mayor potencia neta *efectiva* de un generador entre los programados [...]', en lugar de a la 'La mayor potencia neta *asignada* a un generador entre los programados [...]'.

4.2.21. Sobre la información mensual a enviar al OS de las instalaciones de producción Categoría A.

Para aclarar posibles dudas, deben sustituirse las referencias al 'P.O. 9' (que, de no especificar, podría entenderse corresponde al sistema peninsular) por el

término 'P.O. 9 SENP', en los apartados 4.3.2 ('Instalaciones de producción de categoría A térmicas de carbón') y 4.3.3 ('Instalaciones de producción de categoría A de fuel-oil, diésel-oil, gas-oil o gas') del P.O. 2.2 SENP ('Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico').

En esos mismos dos apartados, debería eliminarse de entre la información a enviar la referencia a los precios de los combustibles de los siguientes 6 meses, pues en la práctica se han de tomar los últimos precios aprobados por Resolución la DGPEM, conocidos y publicados en el «BOE».

4.2.22. Sobre la modificación de la producción de las instalaciones Categoría B en los SENP.

El apartado 5.1 ('Modificación de producción') del P.O. 3.7 SENP ('Programación de las instalaciones de producción Categoría B') plantea reducir de 15 minutos a 5 minutos el periodo de tiempo a partir del cual las instalaciones Categoría B en los SENP tendrían obligación de cumplir las órdenes de limitación de la producción emitidas por el OS.

La MAIN es muy escueta y no aporta justificación técnica del cambio introducido —la cual se echa en falta más aún cuando el plazo de 15 minutos es el que aplica a las instalaciones de la Península de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3.1 de su P.O.⁴². peninsular homónimo—. Cabe indicar no obstante que el Informe justificativo elaborado por el OS en mayo de 2019 —sobre el que se asienta la Propuesta— avanza que motivan esta reducción «[...] *las necesidades específicas de control de reservas y frecuencia en sistemas aislados y pequeños con altos niveles de penetración renovable (caso de los sistemas canarios). Estos 5 minutos se alinean con el requerimiento de control de desvíos de frecuencia ± 150 mHz menor de 5 minutos.*»

Debe tenerse en cuenta que la buena parte de la generación renovable no gestionable existente precisamente en los SENP canarios corresponde a parques eólicos con una antigüedad media de entre 15 y 25 años, con aerogeneradores de potencia inferior al MW y en muchos casos de paso fijo⁴³, sin otra regulación de potencia que el todo-nada, ejecutado máquina a máquina. Cabe esperar que, con carácter general, estos parques no puedan dar respuesta —o lograrlo sea un proceso complejo y costoso— a las consignas de limitación de producción emitidas por el OS en un periodo máximo de 5 minutos (un tercio del actual) debido a sus limitaciones técnicas.

⁴² P.O.3.7 ('Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema'), aprobado mediante Resolución de 18 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía («BOE» de 19 de diciembre).

⁴³ Es decir, que no permiten una regulación fina de la potencia entregada actuando bien sobre el *pitch* (extremo articulado de las palas), bien sobre el ángulo de inserción las palas en el buje.

Con base en las anteriores consideraciones, se considera necesario que la MAIN motive suficientemente la introducción de la rebaja de tiempo planteada. De mantenerse la reducción del tiempo de respuesta con carácter general, debiera especificarse para qué instalaciones (en función de su tecnología, características o año de puesta en marcha) resulta aconsejable incluir cierta flexibilidad en forma, bien de un plazo transitorio de adaptación, bien de una exención completa (que no debiera aplicar a aquellas instalaciones que más recientemente hayan sido o vayan a ser puestas en marcha con tecnologías más avanzadas a este respecto).

4.2.23. Sobre los supuestos contenidos en el P.O. 14.8

La Propuesta de P.O 14.8 establece los sujetos de liquidación de las instalaciones de producción incorporando las modificaciones necesarias para liquidar la energía excedentaria de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo.

A este respecto, sin perjuicio de lo indicado en la consideración general que ocupa el apartado 3.3 anterior, la propuesta de procedimiento no recoge todos los supuestos que debería contemplar para la asignación del sujeto de liquidación a las distintas modalidades de autoconsumo contempladas en el RD 244/2019.

Adicionalmente, también habría que establecer el sujeto de liquidación de la energía horaria excedentaria para aquellos consumidores asociados a alguna modalidad de autoconsumo que, sin tener derecho al PVPC, se hayan quedado transitoriamente sin contrato en mercado libre y estén siendo suministrados por una COR (Comercializadora de Referencia) según se establece en el art. 13.6 de RD 244/2019.

Esta Comisión llevará a cabo el trámite de aprobación del P.O. 14.8 incorporando estos supuestos.

4.2.24. Sobre la incorporación de lo previsto en el P.O 10.12 al P.O. 10. 5.

De acuerdo con lo indicado en la consideración general que ocupa el apartado 3.4 anterior, se propone modificar el P.O. 10.5 para establecer las mismas validaciones y estimaciones a aquellos tipos de punto de medida que están integrados en el sistema de telegestión tipos 3, 4 y 5, diferenciándolas de aquellas aplicables a los tipos 1,2, y 3 que no se encuentren integrados en el sistema de telegestión. Esta diferenciación viene justificada por el hecho de que los contadores con telegestión y sin telegestión son distintos y tienen diferentes funcionalidades de validación de las medidas.

No obstante lo anterior, se establecen, dentro de los equipos integrados en telegestión, diferentes umbrales a la hora de validar las lecturas procedentes de los diferentes tipos de equipos de medida. En concreto, se proponen en la redacción dada al P.O. 10.5 en el anexo I a este informe, unos umbrales de valor horario que serían como máximo 4 veces el valor máximo cuartohorario: para el Tipo 5 (potencia máxima 15 kW): 55 kWh; para el Tipo 4 (potencia máxima 50 kW): 220 kWh, y para el Tipo 3 (potencia máxima 450 kW): 2.000 kWh. Se

mantiene para los tres tipos de equipo de medida 3, 4 y 5 integrados en el sistema de telegestión el mismo tipo de unidad de medida: Wh (vatio-hora, para la potencia activa) y VARh (voltamperio reactivo-hora, para la potencia reactiva).

Los cambios anteriores afectarían asimismo a determinadas referencias incluidas en las tablas finales ('Cálculo del mejor valor horario...') del anexo 10 del P.O. 10.5: Así, las remisiones al apartado 4.4.2 ('Fronteras tipos 1, 2 y 3 de clientes') del propio P.O. 10.5 deberían reemplazarse por referencias al apartado 4.4.6 ('Fronteras tipo 5 de clientes con medida horaria') para el caso de los puntos de medida de tipo 3 efectivamente integrados en el sistema de telegestión⁴⁴.

Asimismo, el P.O. 10.5 debería revisarse para aplicar a la generación con tipos de medida 3, 4 y 5 integrada en telegestión, los mismos controles que a los puntos de medida de clientes integrados en telegestión, sin perjuicio de la utilización de perfiles específicos que deban contemplarse en el caso de la generación, para estimar la energía producida.

Por otra parte, como modificación al mecanismo actual de estimación para los equipos de medida tipo 5, se estima necesario que en la factura del consumidor se refleje de forma clara y expresa que la medida es "Estimada" (apartado 6.4.b), en el caso de que no sea posible capturar las medidas horarias reales del contador, pero sí se disponga del saldo ATR. De este modo, la información que se proporciona al consumidor es más transparente, al no tratarse del consumo de energía horaria real (se estima con un perfil estándar a partir del saldo que sí procede del total de la energía consumida real).

Por último, la resolución que apruebe este procedimiento debería contemplar una disposición transitoria de 6 meses para que los distribuidores tengan un margen suficiente para aplicar los controles de los equipos de medida tipo 5 a los tipos 3 y 4 integrados en el sistema de telegestión.

4.2.25. Sobre la incorporación de lo previsto en el P.O.10.13 en el P.O. 10.11

Se debe adaptar el formato de las curvas de carga definidas actualmente en el P.O. 10.13 para recoger las curvas de carga de los diferentes valores de energía derivados del RD 244/2019 (energía horaria generada, energía horaria excedentaria), necesarios para poder facturar a las diferentes modalidades de autoconsumo. Por ello, se incluye una referencia en la propuesta de P.O.10.11 a los formatos que debe establecer la CNMC a estos efectos.

Se considera necesario incorporar en el P.O. 10.11 lo dispuesto en el P.O. 10.13 relativo a la puesta a disposición del distribuidor al consumidor de la curva de

⁴⁴ En todo caso, en la redacción del arriba citado apartado 4.4.6 del P.O. 10.5, la Propuesta ya plantea la incorporación del siguiente texto: «Este apartado también será de aplicación a los clientes tipo 3 y 4 en baja tensión integrados en los sistemas de telegestión.»

carga horaria. No obstante, este apartado solo establece actualmente que los distribuidores deben poner a disposición de los consumidores un sitio web donde poder consultar y descargar los datos de consumo horario, lo que, a día de hoy, que ya se ha finalizado el plan de sustitución de los contadores inteligentes, podría ser mejorable.

Además, se considera necesario que todos los consumidores, con independencia de su tamaño, tengan un único sitio web para poder consultar todos los valores o consumos de energía (horarios o cuartohorarios) que sirvan de base para su facturación. En este sentido, el acceso a la web de los distribuidores donde a día de hoy ponen a disposición los valores de los consumos horarios del tipo 5 debe ampliarse a todos los consumidores.

Por otro lado, los nuevos contadores inteligentes que ya se han instalado a todos los consumidores incorporan en un único equipo una tecnología que permite en remoto la medida (además de visualización in situ), elementos de supervisión (detección de la calidad del servicio, la falta de suministro o nivel de tensión), control de potencia, corte y reposición en remoto del suministro, etc. Por ello se considera necesario que los distribuidores pongan a disposición de los consumidores una mayor información al consumidor. Ello redundará en que los consumidores estarán mejor informados para poder realizar las modificaciones en sus contratos encaminadas a favorecer la gestión de su demanda u otro tipo de medidas de eficiencia energética, así como reducir el importe de su factura. Por ello, se propone una nueva redacción de algunos de los apartados del anterior P.O. 10.13 para su incorporación al P.O. 10.11.

Por último, la resolución que apruebe estos procedimientos debería contemplar una disposición transitoria de 6 meses para que los distribuidores tengan un margen suficiente para adaptar la ampliación del contenido de la información que se propone como novedad para poner a disposición de los consumidores.

5. CONCLUSIONES

Sobre la base de las **consideraciones generales** anteriormente expuestas, se reproducen a continuación las principales conclusiones alcanzadas respecto a la propuesta sometida a informe:

- La Propuesta de ITCs otorga al OS una nueva función: la prestación de servicios a partir de los datos de medidas contenidos en el concentrador principal —convertido en un *hub* centralizado y, potencialmente, único— de cuyo desarrollo, mantenimiento y operación es responsable, función la cual no tiene expresamente atribuida ni en la Ley del Sector Eléctrico ni en el RD 1110/2007 (Reglamento de medidas). Un cambio así requeriría una norma con rango suficiente que modificara el actual flujo de información entre los participantes de puntos frontera conectados a la red de distribución. Si bien la normativa de rango superior establece una preeminencia del OS en lo que atañe al funcionamiento del sistema de medidas, es también clara al afirmar la

responsabilidad de los restantes encargados de la lectura con respecto a aquellos puntos frontera cuya medida les corresponde (los tipos 3, 4 y 5 de generación y todos los de clientes), y en particular en lo referente al tratamiento y puesta a disposición de la información asociada.

- Se considera que la competencia para aprobar el P.O. 14.8 ('Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción') corresponde a la CNMC, de acuerdo con lo previsto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico, y en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.
- Se recomienda posponer la aprobación del P.O. 9 (peninsular), pues las referencias concretas al autoconsumo ya han sido incorporadas al resto de P.O.s, y la generalidad del contenido del P.O. 9 se deberá revisar una vez aprobada la implementación de los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.
- En relación con la adaptación de los P.O.s 10.12 y 10.13 (de aplicación a los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión), se considera preferible trasladar su contenido diferencial a los P.O.s 10.5 y 10.11, respectivamente, para que la normativa operacional relacionada con estimaciones e intercambio de información sobre medidas esté incluida en unos mismos P.O.s, para cualesquiera tipos de punto frontera, telegestionados o no.

En lo que se refiere a las **consideraciones particulares**, casi todas de contenido técnico y de detalle, cabría destacar:

- Lo antes expuesto sobre el concentrador principal impacta en el tratamiento de las agregaciones de puntos frontera cuyo encargado de lectura es el distribuidor, y parcialmente en la recepción de los datos estructurales, incluidos los de los autoconsumidores. No corresponde al OS validar y autorizar los cambios de modalidad de los autoconsumidores, ni necesita conocer para desempeñar sus funciones si el contador está en régimen de alquiler, ni el código postal o el CNAE de cada punto frontera.
- Se recomienda revisar algunos de los nuevos 'esquemas típicos' de medida para autoconsumidores en el anexo 10 del P.O. 10.5.
- Se desaconseja exigir con carácter general a las instalaciones de generación ubicadas en los territorios no peninsulares telemida cada 5 minutos (en lugar de cada 15, como en la Península) sin realizar un análisis coste-beneficio previo.

- Los consumidores deben saber cuándo sus lecturas horarias son estimadas y no reales: Un total mensual perfilado por horas no es en rigor una lectura real (aunque el total sí lo sea).
- Se recomienda mejorar la información remitida a los consumidores sobre su curva de carga: Los tipo 3 y 4 deben tener acceso a los datos horarios (que ya tienen los tipo 5), y en los tipo 1 y 2, esta información debe ser cuartohoraria. En lugar de limitarse a remitir datos por periodo de facturación, debiera ofrecerse información, siempre a nivel horario, con agregación variable (por día, semana, mes o entre fechas libremente elegidas). Debe además facilitarse la potencia máxima demandada y permitir la reconexión del ICP en remoto; los equipos modernos lo permiten, y algunas compañías ya lo ofrecen, pero son las menos, porque no están legalmente obligadas a ello.

ANEXO I: Propuesta de modificaciones a incorporar a las versiones propuestas por la SEE de los P.O.s 10.5 y 10.11, para contemplar la regulación ahora prevista en los P.O.s 10.12 y 10.13, y su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Además de los cambios propuestos a continuación, deberían revisarse para adaptarse a la nueva propuesta, las referencias incluidas en el P.O. 10.5 y P.O. 10.11 a los PO 10.12 y 10.13. Adicionalmente, habría que actualizar el anexo del P.O. 10.5 al nuevo método de estimación del cálculo del mejor valor de la energía para los tipos de medidas 3 y 4 telegestionados.

Textos a incluir en el P.O. 10.5 al derogarse el P.O. 10.12

3.3.2. VALIDACIÓN DE MEDIDAS DE CLIENTES TIPOS 3, 4 Y 5 CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN CON MEDIDA HORARIA E INTEGRADOS EN LOS SISTEMAS DE TELEGESTIÓN

Los encargados de la lectura deberán realizar las validaciones sobre las medidas establecidas en el apartado 4.4.6.

A los efectos de este procedimiento se entiende que un punto de medida tipo 3, 4 y 5 disponen de medida horaria cuando tenga telegestión operativa con curva de carga horaria de acuerdo con la definición que se recoge en el apartado 4.4.6.

a. INVALIDACIÓN SISTEMÁTICA DE MEDIDAS DE UN PUNTO DE MEDIDA:

En los equipos de medida propiedad del consumidor, el procedimiento a seguir en el caso de invalidación sistemática de medidas de un punto de medida será el establecido en el apartado 3.3.1.

En el caso de equipos de medida en régimen de alquiler, cuando un encargado de la lectura identifique que las medidas procedentes de un punto de medida son invalidadas sistemáticamente por cualquiera de las causas recogidas en este procedimiento o cuando siendo válidas el encargado de la lectura detecta una posible anomalía que deba ser analizada o solucionada, deberá comunicarlo al participante 1 y al comercializador.

El encargado de la lectura dispondrá de dos meses máximo, desde la comunicación, para analizar las causas de la anomalía.

Si de los análisis se concluye que existe una avería en alguno de los equipos de medida, el encargado de la lectura dará de alta una incidencia según se indica en el apartado 3.4. y deberá solucionar la avería en los plazos recogidos en el artículo 14 reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Si del análisis no se identifica la causa de la anomalía, se realizará una inspección y verificación de la instalación a petición del encargado de la lectura. Dicha inspección se realizará antes de los tres meses de la identificación de la anomalía por parte del encargado de la lectura. Las verificaciones como consecuencia de estos análisis serán costeadas, en su caso, por el encargado de la lectura.

[...]

4.4.6. 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.

4.4.6.1 Definiciones y principios generales

Se incluyen a continuación las definiciones que aplican a las fronteras de clientes tipos 3, 4 y 5 con medida horaria conectados a la red de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión:

Lectura o medida real: *las lecturas remotas, locales y visuales validadas por el encargado de la lectura. En los equipos situados en puntos frontera de clientes tipos 3, 4 y 5 y efectivamente integrados en el sistema de telegestión la lectura visual o local se realizará excepcionalmente y por causas justificadas.*

Lectura absoluta: *medida de energía acumulada total por periodo tarifario registrada por el equipo de medida desde 0 kWh.*

Resumen diario: *registro almacenado en el equipo de medida del valor a las 00:00 h de cada día de los totalizadores absolutos (valores totales y por periodos tarifarios) de las 6 magnitudes de energía (activa de entrada o consumida, activa de salida o generada y reactivas de los cuatro cuadrantes).*

Saldo ATR: *la energía consumida, en cada período tarifario, utilizada para facturar el término de energía de los peajes de acceso. Se obtendrá como la diferencia en kWh, en cada periodo tarifario, entre las lecturas absolutas del día inicial y final del periodo de facturación. Dichas lecturas serán tomadas a las 00:00 horas, excluyendo el día inicial e incluyendo el día final del periodo de facturación.*

CCH_BRUTA: *CCH bruta. Es la CCH tal y como queda registrada en el equipo de medida y obtenida por el encargado de la lectura, bien de forma remota, local o visualmente, sin haber sido sometida a ningún proceso de validación ni estimación.*

CCH_VAL: *CCH validada. Es la CCH resultante después de someter a la CCH_BRUTA al proceso de validación definido en el presente procedimiento.*

CCH_FACT: *CCH a efectos de facturación al consumidor, en los casos que corresponda. Es la CCH después de ser validada, tratadas sus anomalías y, en su caso, estimados los huecos horarios de la misma de acuerdo al presente procedimiento.*

La curva de carga horaria utilizada para la facturación de los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (CCH_FACT) será igualmente utilizada para el cálculo de la agregación de puntos fronteras de clientes tipo 5 a efectos de liquidación de la energía en el mercado de producción de acuerdo con lo establecido en el P.O.10.6. "Agregaciones de puntos de medida"

Este apartado también será de aplicación a los clientes tipo 3 y 4 en baja tensión integrados en los sistemas de telegestión. Para la obtención de la curva de carga

horaria y el saldo ATR utilizados para la facturación se tendrán presente las siguientes consideraciones:

Crterios para la validación de la medida.

Las medidas obtenidas por el encargado de la lectura tanto de la CCH_BRUTA como las absolutas necesarias para el cálculo de los saldos de ATR, así como dichos saldos deberán ser previamente validadas por los encargados de la lectura para poder ser utilizadas en los procesos de facturación.

El encargado de la lectura establecerá uno de los siguientes estados de validación para cada medida o saldo ATR:

- Medida o saldo ATR válido:

Medida o saldo ATR que cumple todas las validaciones establecidas. Una medida o saldo ATR válido puede dejar de serlo como consecuencia del tratamiento de incidencias, por disponer de nueva información sobre dicha medida o por comprobaciones o validaciones posteriores realizadas por el encargado de la lectura.

- Medida o saldo ATR inválido:

Medida o saldo ATR que no cumple alguna de las validaciones establecidas. Una medida o saldo ATR inválido puede dejar de serlo como consecuencia de análisis posteriores de su encargado de la lectura.

Validación de la curva de carga horaria.

Los encargados de la lectura deberán realizar las siguientes validaciones de las medidas horarias de las curvas de carga horarias CCH obtenidas de forma remota por los sistemas de telegestión (CCH_BRUTA) y excepcionalmente a través de TPL:

- Validación de bit de calidad:

Se considerarán medidas válidas las que tengan el bit de calidad correcto. Este bit de calidad será el detallado en el protocolo correspondiente a cada modelo de contador. En cualquier caso, deberá existir un bit de calidad relacionado con la falta de sincronización de los equipos.

- Validación de eventos:

Se considerarán medidas inválidas las que considere el encargado de lectura como consecuencia del análisis de los eventos aportados por el contador (opcional).

- Validación de integridad:

Se considerarán medidas inválidas las que no cumplan con las comprobaciones de integridad que aseguren que el origen inequívoco de las medidas.

- Validaciones de fecha:

Se considerarán medidas inválidas aquellas con hora distinta de XX:00:00, fuera de rango del periodo a facturar, fechas futuras, fechas inexistentes o incoherentes para los periodos de cambio horario, fechas anteriores al inicio de contrato y similar.

- Validación de consumo excesivo:

Se considerarán medidas inválidas aquellas cuyo valor de energía activa sea superior a:

- 55 kWh en consumidores tipo 5,
- 220 kWh en consumidores tipo 4, y
- 2.000 kWh en consumidores tipo 3.

- Validaciones de comprobación de coherencia con otros orígenes de medida:

Se considerarán medidas inválidas las que no cumplan con comprobaciones que identifiquen incoherencias en la medida con otros orígenes de la medida (opcional).

- Otras validaciones:

Se considerarán medidas inválidas las que no cumplan con otras comprobaciones realizadas por el encargado de la lectura que identifiquen incoherencias en los datos de la curva de carga horaria (opcional).

Validación de los resúmenes diarios o lecturas absolutas.

Los encargados de la lectura deberán realizar las siguientes validaciones de los resúmenes diarios o lecturas absolutas obtenidas de forma remota por los sistemas de telegestión que vayan a ser utilizados para calcular el saldo ATR:

- Validación de bit de calidad:

Se considerarán válidas para el cálculo de un saldo ATR las lecturas absolutas que tengan el bit de calidad correcto. Este bit de calidad será el detallado en el protocolo correspondiente a cada modelo de contador.

- Validación de eventos:

Se considerarán lecturas absolutas inválidas para el cálculo de un saldo ATR las que considere el encargado de lectura como consecuencia del análisis de los eventos aportados por el contador (opcional).

- Validación de integridad:

Se considerarán lecturas absolutas inválidas para el cálculo de un saldo ATR las que no cumpla con las comprobaciones de integridad que aseguren el origen inequívoco de las medidas.

- Validaciones de fecha:

Se considerarán inválidas para el cálculo de un saldo ATR las lecturas absolutas con hora distinta de 00:00, fechas futuras, fechas inexistentes o incoherentes para los periodos de cambio horario, fechas anteriores al inicio de contrato y similar.

Se considerará inválida la lectura absoluta inicial distinta a la última fecha validada o a la fecha de inicio del contrato.

Se considerará inválida la lectura absoluta final posterior a la fecha de fin de contrato.

Validaciones de las lecturas locales y visuales por el encargado de la lectura.

Los encargados de la lectura deberán validar las lecturas locales o visuales que vayan a ser utilizados, en su caso, para calcular el saldo ATR, usando los criterios de validación de los resúmenes diarios o lecturas absolutas establecidos en el apartado anterior, que apliquen.

Validaciones a las lecturas comunicadas por clientes (autolecturas).

Los encargados de la lectura deberán validar las autolecturas que vayan a ser utilizadas, en su caso, para calcular el saldo ATR, comprobando que:

- *No faltan ni sobran periodos con lectura aportada respecto a los periodos de la tarifa contratada.*
- *El número de dígitos de la lectura no supera al registrado en el sistema.*
- *La lectura es mayor o igual que la última lectura real empleada para facturar el suministro.*
- *La fecha de la lectura es mayor que la fecha de la última lectura facturada para el suministro.*

Validación de saldo ATR.

Los encargados de la lectura deberán realizar las siguientes validaciones del saldo ATR:

Se considerará inválido el saldo ATR en el que la lectura absoluta final sea inferior a la lectura absoluta inicial. Esta validación tendrá en cuenta los posibles pasos por cero del contador. En el caso de no cumplirse la comprobación anterior se invalidará

el saldo total y, para suministros con varios periodos tarifarios o discriminación horaria, se invalidará cada uno de los saldos.

Asimismo, para suministros con varios periodos tarifarios o discriminación horaria, el consumo totalizado debe ser igual a la suma de consumos por periodo tarifario. El número de periodos tarifarios programados debe coincidir con el número de periodos tarifarios para los que existe medida. Caso de no coincidir, se considerarán no validos todos los saldos por periodo del equipo.

Validación de coherencia de la CCH VAL con el saldo ATR.

En los casos en los que se disponga de saldo ATR válido y de CCH válida completa, los encargados de la lectura deberán comprobar que la diferencia por periodo tarifario entre el saldo ATR y la suma de todas las medidas válidas de la CCH correspondientes a cada periodo tarifario, para el periodo de facturación, sea menor que 1 kWh en términos absolutos. En caso contrario, se invalidarán las medidas de la curva de carga horaria y se procederá según se indica para el proceso de estimación de la CCH que se describe en el apartado 4.4.6.2. En estos casos, el encargado de lectura dará de alta una incidencia.

En el caso de saldos de ATR obtenidos con una lectura absoluta en una hora distinta de las 00:00, la comparación con la CCH se realizará teniendo en cuenta la hora real de la lectura absoluta. En caso de que el minutaje de dicha lectura absoluta sea distinto de cero, se considerará que está tomado en la hora anterior o posterior más cercana.

La curva de carga horaria CCH_FACT puesta a disposición de los comercializadores en aquellos puntos de suministro no acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor será igualmente utilizada para el cálculo de la agregación de puntos fronteras de clientes tipo 5 a efectos de liquidación de la energía en el mercado de producción de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 10.6

Una vez calculado el mejor valor de energía en un punto frontera tipo 5 de clientes con medida horaria de acuerdo con lo indicado anteriormente, la medida en dicho punto frontera estará calificada con el tipo de medida que se indica a continuación.

4.4.6.2 Proceso de tratamiento y estimación de la CCH.

a) Plazos.

Los plazos para las validaciones de las medidas de las curvas de carga horarias de clientes tipo 3, 4 y 5 conectados a las redes de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión, serán los siguientes:

- *Medidas de la CCH: Las validaciones de bit de calidad y consumo excesivo se realizarán al día siguiente de la recepción de la CCH. Las validaciones de la CCH_BRUTA se realizarán semanalmente.*
- *Lecturas absolutas para el cálculo de facturación de ATR: Mensualmente hasta el 5.º día hábil posterior a la fecha final del periodo de facturación según el procedimiento recogido en la normativa vigente en cada momento.*
- *Validaciones de coherencia entre la medida de la CCH y saldos de ATR: Mensualmente hasta el 5.º día hábil posterior a la fecha final del periodo de facturación.*

b) Captación de medidas.

Para la facturación del peaje de acceso, los plazos de registro del consumo no serán superiores a los tres días anteriores o posteriores a la finalización del mes a contar desde el último registro del consumo realizado, tal y como se establece en el apartado 2 del artículo 5 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

La captación de la CCH deberá realizarse, como mínimo, con una periodicidad semanal.

La captación de la CCH se prolongará, salvo que se obtenga una CCH completa y sin huecos, hasta el tercer día posterior a la finalización del mes a contar desde el último registro del consumo realizado, tratando de recuperar al menos diariamente los huecos existentes en la CCH correspondiente a los registros horarios de consumo del periodo de facturación. No obstante lo anterior, la recuperación de los huecos podrá extenderse durante un periodo superior siempre que la puesta a disposición de la CCH_FACT a las comercializadoras no se demore más que el plazo establecido en el PO 10.11.

Los encargados de la lectura realizarán las validaciones de la curva de carga horaria, de los resúmenes diarios o lecturas absolutas, del saldo ATR y de la coherencia de la CCH_VAL con el saldo ATR en los términos y los plazos establecidos en el punto a) del apartado 4.4.6.2.

Una vez superados los plazos señalados para la recuperación de los huecos y validación de las medidas, podrán presentarse las situaciones contempladas en la siguiente tabla, debiéndose aplicar el proceso de tratamiento y/o estimación indicado:

Situación tras fase de validación		Situación tras fase de tratamiento y estimación			
Saldo ATR	CCH	Apartado del procedimiento	Tipo de saldo ATR	Tipo de medidas horarias de la CCH	Tipo de lectura en factura del consumidor
Válido	Válida y completa	6.1	Real	Real	Real
Inválido o no disponible	Válida y completa	6.2	Calculado	Real	Real
Inválido	Válida e incompleta o inválida o no disponible	6.3.1	Real por lectura local o visual del EdL válida	Real/Perfil	Real
Inválido	Válida e incompleta o inválida o no disponible	6.3.2.a)	Estimado por autolectura válida	Real/Perfil	Estimada
Inválido o no disponible	Válida e incompleta o inválida o no disponible	6.3.2.b)	Estimado	Real/Perfil	Estimada
Válido	Válida e incompleta	6.4.a)	Real	Real/Perfil	Real
Válido	Inválida o no disponible	6.4.b)	Real	Perfil	Estimada
Válido	Válida y completa diferencia con saldo ATR > 1 kWh	6.4.c)	Real	Ajustada	Real
Válido	Válida diferencia saldo ATR y CCH <-1 kWh	6.4.d)	Real	Ajustada	Real

- Curvas válidas, sin huecos y coincidentes con los saldos de ATR.

En caso de que, tras haber superado los procesos de validación, se disponga de una CCH_VAL completa, sin huecos y coincidente con el saldo de ATR válido (con el margen de 1 kWh en términos absolutos por periodo tarifario y para el periodo de facturación establecido en este procedimiento), tanto el saldo ATR como la curva de carga horaria serán considerados reales a efectos de facturación y la curva CCH_VAL se convertirá en CCH_FACT y será puesta a disposición del comercializador.

- Curvas válidas y sin huecos, pero saldo ATR inválido o no disponible.

Para los casos en que el saldo ATR sea inválido o no se disponga del mismo, y se disponga de una curva horaria válida y sin huecos, el encargado de lectura deberá calcular el saldo ATR para cada periodo tarifario como la suma de las medidas válidas correspondientes a dicho periodo tarifario de la curva de carga horaria del periodo de facturación.

- Proceso de estimación en caso de inexistencia de saldo de ATR y CCH no disponible o incompleta.

En caso de que no se disponga de saldo ATR obtenido a través del sistema de telegestión, ni de CCH_VAL completa se procederá a obtener el saldo ATR a partir otras medidas válidas de acuerdo con la prelación establecida en el apartado 4.4.6.1, esto es, a partir de la lectura absoluta local del Encargado de la lectura, de la lectura absoluta visual del Encargado de la lectura. Las medidas utilizadas para el cálculo del saldo ATR habrán sido previamente validadas de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.6.6.1.

Si la falta de lectura real se debe a incidencia en el equipo de medida se procederá a la estimación del saldo ATR de acuerdo a lo indicado en el apartado b. El encargado de la lectura dispondrá de tres meses como máximo para resolver dicha incidencia.

En los casos en que, una vez superados los plazos de recuperación de huecos y validación, el encargado de la lectura no disponga de una lectura real válida de los

equipos de medida necesaria para realizar la facturación del peaje de acceso se procederá a la estimación del saldo ATR, según el siguiente orden de prelación:

- *Autolectura del consumidor válida, de acuerdo con lo establecido en el punto Validaciones a las lecturas comunicadas por clientes (autolecturas) del apartado 4.6.6.1.*
- *Estimación del saldo ATR de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales, con la siguiente prelación:*
- *Estimación en función de históricos del año anterior:*
- *Estimación según un factor de utilización de la potencia contratada:*

Una vez obtenida la estimación de saldo ATR con el procedimiento correspondiente, se procederá a obtener la CCH de acuerdo con el proceso de estimación de la CCH.

- *Proceso de estimación de la CCH*

En caso de que, tras haber superado los procesos de validación no se disponga de una CCH completa o ésta no sea coherente con el saldo ATR (con un margen de error de 1 kWh en términos absolutos por periodo tarifario y para el periodo de facturación), el encargado de la lectura procederá de la siguiente manera, para calcular la CCH_FACT:

- a) Cuando exista una CCH_VAL válida, pero con huecos, para obtener la CCH_FACT el encargado de la lectura mantendrá los valores horarios reales válidos disponibles en la CCH y estimará dichos huecos de acuerdo a lo establecido en el anexo 7. En caso de suministros con discriminación horaria, el proceso se realizará por periodos tarifarios.*

El cálculo de la estimación de medidas de la CCH a partir del perfil de facturación correspondiente a la categoría del consumidor, se efectuará para cada ciclo de facturación que lo requiera a partir del saldo de ATR, de la suma de medidas horarias válidas disponibles y de los coeficientes del perfil ajustado a efectos de facturación calculados y publicados a estos efectos por el operador del sistema.

Para calcular las medidas horarias de la CCH no disponibles, la diferencia positiva entre el saldo de ATR y la suma de medidas horarias válidas disponibles se repartirá, para cada periodo tarifario, de forma proporcional a los coeficientes del perfil ajustado a efectos de facturación que calculará y publicará el operador del sistema para cada semana eléctrica el jueves

anterior a la misma, a partir de los perfiles iniciales aprobados por resolución del Director General de Política Energética y Minas en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el Real 1110/2007, de 24 de agosto, actualizando éstos últimos con la mejor estimación de demanda disponible.

b) Cuando no se disponga de la CCH_BRUTA o ésta se haya descartado completamente en el proceso de validación, para obtener la CCH_FACT el encargado de la lectura procederá a repartir la energía del saldo ATR para cada periodo tarifario de acuerdo a lo establecido en el apartado a).

c) Cuando la CCH_VAL no tenga huecos, pero existan discrepancias en algún periodo tarifario entre la suma de las medidas de energía de la CCH_VAL y el saldo de ATR válidos correspondientes a dicho periodo tarifario superiores a 1 kWh, se descartará la CCH_VAL para ese periodo tarifario y la CCH_FACT se obtendrá ajustando el saldo ATR correspondiente a ese periodo tarifario a la forma de la CCH_VAL de acuerdo a lo establecido en el anexo 8. En cualquier caso, el Encargado de la lectura deberá iniciar una incidencia en la medida al objeto de detectar el origen de las discrepancias.

d) Para los casos en que, en algún periodo tarifario, la diferencia entre el saldo ATR y la suma de medidas horarias disponibles sea negativo y superiores a 1 kWh en valor absoluto, las medidas horarias de la CCH no disponibles en ese periodo tarifario serán igual a 0 y se debe ajustar las medidas disponibles de la CCH al saldo ATR en ese periodo tarifario, de acuerdo a lo establecido en el anexo 8. En cualquier caso, el Encargado de la lectura deberá iniciar una incidencia en la medida al objeto de detectar el origen de las discrepancias.

4.6.6.3 Saldo ATR

De acuerdo con lo establecido en el punto anterior, una vez vencidos los plazos de los procesos para la captación, validación y, en su caso, tratamiento de incidencias de las medidas de clientes tipo 3, 4 y 5 por los sistemas de telegestión podrán darse los siguientes casos:

Relación ATR-CCH	Saldo de ATR	Curva de carga horaria
Caso a1	Válido	Válida, completa Válida, completa, diferencia con saldo de ATR en valor absoluto > 1kWh Válida incompleta, diferencia con saldo ATR en valor absoluto >1 kWh
Caso a2	Válido	Válida incompleta, diferencia con saldo ATR en valor absoluto >1 kWh
Caso b	Inválido o no se dispone	Válida, completa
Caso c	Válido	Válida, incompleta o no se dispone

Relación ATR-CCH	Saldo de ATR	Curva de carga horaria
Caso d	Inválido o no se dispone	Válida, incompleta
Caso e	Inválido o no se dispone	No se dispone

Para el caso a1, el saldo de ATR y la curva de carga horaria se considerarán firmes en los procesos de liquidación.

Para el caso a2, el saldo de ATR se considerará provisional en el proceso de liquidación.

Para el caso b el saldo ATR se calculará de acuerdo con lo establecido en el Proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.6.6.2. Una vez calculado, el saldo de ATR calculado se considerará firme y la CCH se considerará firme en el proceso de liquidación.

Para el caso c, el saldo de ATR se considerará firme en el proceso de liquidación.

Para los casos d y e, el saldo ATR se obtendrá de acuerdo con lo establecido en el Proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2:

- Si el saldo de ATR se ha obtenido a partir de la lectura absoluta local o visual del encargado de lectura, una vez calculado, el saldo de ATR se considerará firme.*
- Si el saldo de ATR se ha obtenido por autolectura absoluta visual del cliente se considerará provisional.*
- Si el saldo de ATR se ha obtenido por estimación en función de históricos del año anterior, el saldo ATR se considerará provisional y del tipo de estimación empleado*
- Si el saldo de ATR se ha obtenido por estimación según un factor de utilización de la potencia contratada, el saldo ATR se considerará provisional y del tipo de estimación empleado*

En la siguiente tabla se resumen los distintos tipos de saldos de ATR con indicación de firmeza, origen y prelación

Relación ATR - CCH	Tipo	Firmeza del saldo de ATR	Origen del saldo de ATR	Prelación
Caso a1 y c Caso a2	Real Real	Firme Provisional	Telegestión	1
Caso b	Calculado	Firme	Telegestión	2
Caso d y e	Lectura absoluta local o visual del encargado de lectura	Firme	Local	3

Relación ATR - CCH	Tipo	Firmeza del saldo de ATR	Origen del saldo de ATR	Prelación
Caso d y e	Autolectura absoluta visual del cliente	Provisional	Local	4
Caso d y e	Estimado en función de históricos del año anterior	Provisional	Estimación	5
Caso d y e	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada	Provisional	Estimación	6

En el Anexo 9 de este procedimiento se incluyen a modo de ejemplo cada uno de los casos de relación entre el saldo de ATR y su CCH asociada.

4.6.6.4 CCH

Las magnitudes necesarias para la facturación tanto de los peajes de acceso como de las CCH, podrán ser obtenidas de los diferentes modos y con el siguiente orden de prelación:

1. Remoto.
2. Local.
3. Visual por parte del Encargado de la lectura.
4. Comunicada por el cliente o autolectura.

Además de lo anterior, el saldo ATR tendrá prelación sobre la CCH a efectos de determinar las magnitudes que sirven de base para la facturación de los peajes de acceso y la obtención de la CCH.

Las unidades de medida empleadas en los diferentes registros de energía son las siguientes:

- *Curvas de carga en Wh.*
- *Medidas de los resúmenes diarios, cierres y medidas absolutas en kWh.*

El tratamiento de los decimales que puedan surgir en el proceso del cálculo del saldo ATR y de la CCH_FACT se realizarán de acuerdo al anexo 4.

- a. *En el caso de que la CCH sea incompleta parcial o totalmente para el periodo de facturación (casos c, d y e) o exista una diferencia mayor de 1 kWh en términos absolutos con el saldo de ATR válido (caso a2), el encargado de lectura deberá estimar o ajustar la curva de carga horaria de acuerdo con lo establecido en el Proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2.*

Una vez obtenida la Curva de carga horaria quedará marcada de acuerdo con lo establecido a continuación:

Código	Método de obtención
1	Medida <i>real</i> válida
2	Medida <i>perfilada</i>
3	Medida <i>real ajustada</i> a un saldo de ATR
4	Medida <i>perfilada</i> correspondiente a auto-lectura de cliente
5	<i>Estimación</i> por consumo histórico del año anterior perfilado
6	<i>Estimación</i> por factor de utilización perfilado

- *Para el caso c:*
 - b. *las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2 las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 2.*
- *Para el caso a2:*
 - c. *Las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán de acuerdo con lo establecido en proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias ajustadas quedan marcadas con el método de obtención 3.*
- *Para los casos d y e:*
 - d. *Si el saldo de ATR se ha obtenido a partir de la lectura absoluta local o visual del encargado de lectura, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 2.*
 - e. *Si el saldo de ATR se ha obtenido por autolectura absoluta visual del cliente se considerará provisional, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 4.*

Si el saldo de ATR se ha estimado en función de históricos, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2 Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 5.

Si el saldo de ATR se ha estimado en función de un factor de utilización, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según

corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 6.

En la siguiente tabla se resumen los distintos tipos de CCH con indicación del tipo de saldo de ATR asociado y su firmeza:

Relación ATR - CCH	Tipo de Saldo de ATR	Método de obtención de la CCH	Código de método de obtención	Tipo de medida de la CCH
Caso a1	Real	Real	1	Firme
Caso a2	Real	Ajustada	3	Firme
Caso b	Calculado	Real	1	Firme
Caso c	Real	Real / Ajustada / Real / Perfil	1 / 3 / 1 / 2	Firme /Estimación
Caso d y e	Lectura absoluta local o visual del encargado de lectura	Real / Ajustada / Real / Perfil	1 / 3 / 1 / 2	Firme /Estimación
Caso d y e	Auto-lectura absoluta visual del cliente	Real / Ajustada / Real / Perfil	1 / 3 / 1 / 4	Firme / Estimación
Caso d y e	Estimado en función de históricos del año anterior	Perfil	5	Estimación
Caso d y e	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada	Perfil	6	Estimación

En el Anexo 9 de este documento se incluyen a modo de ejemplo cada uno de los casos de relación entre el saldo de ATR y su CCH asociada.

4.6.6.5 Modificación del saldo ATR y de la CCH

La curva de carga horaria o el saldo ATR de facturación podrán ser objeto de modificación en los siguientes supuestos:

- a) Como consecuencia de una reclamación por parte del consumidor, dentro de los plazos establecidos en la normativa vigente.*
- b) En caso de modificación de la factura del peaje de acceso por modificación del saldo ATR.*

En estos casos se obtendrá una nueva CCH_FACT, aplicando el proceso incluido en el apartado 6, en los plazos y condiciones establecidos en la normativa vigente.

En cualquier caso, una vez que se disponga de medida real de saldo ATR, se deberá volver a obtener CCH_FACT para todo el periodo comprendido entre las dos últimas lecturas reales.

Toda modificación del saldo ATR o de la CCH_FACT, supondrá una modificación de las medidas utilizadas para calcular las agregaciones a efectos de liquidación:

- Un saldo de ATR provisional podrá sustituirse por un saldo firme o provisional de mejor prelación. En estos casos, el nuevo saldo de ATR deberá tenerse en cuenta en los procesos de facturación (re-facturación) y liquidación.*
- Una medida estimada de una CCH podrá sustituirse por una medida firme o una nueva estimación exclusivamente si se modifica el saldo de ATR o si existe reclamación del consumidor. La nueva CCH deberá tenerse en cuenta tanto en los procesos de facturación (re-facturación) como de liquidación.*

En los casos en los que se haya producido el cierre definitivo de medidas, las modificaciones del saldo ATR o de la curva de facturación se incluirán como “restos” de acuerdo con lo establecido en el apartado 8.13.

Un saldo de ATR provisional pasará a firme en la publicación del cierre definitivo de medidas.

Una medida estimada de una CCH pasará a firme en la publicación del cierre definitivo de medidas.

Textos a incluir en el PO 10.11 al derogarse el PO 10.13

5. INTERCAMBIO Y PUESTA A DISPOSICIÓN 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.

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.

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.

5.1.4. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE CONCENTRADOR SECUNDARIO DE ENCARGADOS DE LA LECTURA Y RESTO DE PARTICIPANTES

El intercambio de información entre los concentradores secundarios de encargados de la lectura y los comercializadores/clientes/representantes que se indican en el Anexo se

realizará de acuerdo a los plazos indicados en el P.O. 10.5 y de acuerdo a los canales y protocolos definidos en el apartado 6 de este procedimiento.

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 sujetos 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 2 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 5 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 24 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 sujetos 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.

ANEXO II: Alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones:

- Generalitat de Catalunya
- Junta de Castilla y León

Asociaciones:

- ASEME (Asociación de empresas eléctricas)
- CIDE
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía)

Otras alegaciones:

- CCU (Consejo de Consumidores y Usuarios)
- Agencia Andaluza de la Energía
- Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema
- Red Eléctrica de España, como transportista
- EDP España.
- UFD Distribución Electricidad (Grupo Naturgy)
- Naturgy Energy Group
- Endesa
- I-DE Redes Eléctricas Inteligentes (Grupo Iberdrola)

A continuación, se adjuntan los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad.

[CONFIDENCIAL]