

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA POR LA QUE SE APRUEBAN DETERMINADOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA SU ADAPTACIÓN A LAS CONDICIONES RELATIVAS AL BALANCE Y PARA LA MEJOR GESTIÓN TÉCNICA DE LAS MEDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.

Expediente nº.: INF/DE/102/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 26 de noviembre de 2020

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la «*Propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance y para la mejor gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico*» (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 21 de octubre de 2020 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 y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis.

La propuesta aprueba modificaciones en una serie de procedimientos de operación (PO) para adaptarlos al nuevo marco de gestión del balance eléctrico.

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 (Reglamento (UE) 2017/2195) establece en su artículo 18 que se establecerán las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance.

Con fecha del 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español (Resolución de condiciones de balance), de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del Reglamento (UE) 2017/2195.

La propuesta, por lo tanto, plantea la revisión de varios PO de la serie 10 (dedicada a los procesos ligados a las medidas eléctricas) para adecuarlos al citado Reglamento (UE) 2017/2195 y a dicha Resolución de condiciones de balance¹. En particular, la propuesta (basada en la remitida con fecha 8 de junio de 2020 por el operador del sistema, OS, al MITERD) modifica los PO 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 10.11²

Adicionalmente, los PO propuestos modifican otros aspectos ajenos a la gestión del balance que en la propuesta se justifican con base en adaptaciones introducidas

¹ La Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la CNMC en su artículo 30 establece que *“La aplicación de los artículos 7.1, 8.3, 8.5, 11.3 y 25.1, la participación de la demanda y almacenamiento en los servicios de balance, los artículos 9.2e) y 9.4, en lo relativo a las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance, y los artículos 20.3 y 20.4, cambio de programas de los BRP, requieren una adaptación de los procedimientos de operación que los desarrollan”* y que *“estas disposiciones deberían estar implementadas antes de 12 meses desde la aprobación de estas Condiciones relativas al balance”* por lo que incluía el mandato al Operador del Sistema para que iniciase el proceso lanzando a consulta pública las propuestas de adaptación de los procedimientos de operación antes de transcurridos 3 meses desde la publicación de la Resolución. El OS sometió a consulta pública su propuesta de adaptación de los PO entre el 23 de marzo y el 30 de abril de 2020. La propuesta fue enviada por el OS al MITERD con fecha 8 de junio de 2020, y por el MITERD a la CNMC para informe el 21 de octubre de 2020.

² Los procedimientos de operación en cuestión tratan en particular los siguientes temas:

- PO 10.3 Requisitos de los equipos de inspección
- PO 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones
- PO 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas
- PO 10.6 Agregaciones de puntos de medida
- PO 10.7 Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema
- PO 10.8. Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- PO 10.11. Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes.

en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RD 1110/2007), así como otras modificaciones con objeto de mejorar la gestión técnica³ de las medidas del sistema eléctrico.

Por su parte, el 21 de octubre de 2020, 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 5 de noviembre de 2020. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo I a este informe.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA.

El proyecto consta de una propuesta, y su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo. A su vez, la mencionada propuesta contiene un preámbulo, 5 apartados y 1 anexo.

El apartado Primero aprueba los nuevos PO 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 10.11, y el apartado Segundo establece la aplicabilidad de la resolución, que surtirá efectos el 10 de diciembre de 2020⁴. A este respecto, el apartado Tercero establece que desde la fecha en que sean de aplicación los PO aprobados por la propuesta, quedarán sin efectos cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la resolución, y en particular las versiones vigentes de los PO 10.3⁵, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8, 10.11.

³ Modificaciones justificadas en virtud del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, cuyo artículo 31 establece que el OS podrá proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actual MITERD) los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema.

⁴ De acuerdo con lo establecido en el apartado 5 del artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/2195, donde se define que *“El calendario de implementación será igual o inferior a doce meses a partir de la aprobación por las autoridades reguladoras competentes”* y teniendo en cuenta la aprobación por Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.

⁵ El PO 10.3 fue aprobado por resolución de 12 de febrero de 2004, el PO 10.8 fue aprobado por resolución de 16 de noviembre de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía y los restantes PO fueron modificados hace apenas un año mediante resolución de 11 de diciembre de 2019 de la Secretaría de Estado de Energía con motivo de 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, y sobre los cuales la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la CNMC emitió el informe INF/DE/094/19 “Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la Secretaria de Estado de Energía sobre la propuesta del Operador del Sistema de adaptación de los procedimientos de operación PO 1 (SENP), PO 2.2 (SENP), PO 3.1 (SENP), PO 3.7 (SENP), PO 9 (SENP), PO 9, PO 10.1, PO 10.2, PO 10.4, PO 10.5, PO 10.6, PO 10.7, PO 10.11, PO 14.8, PO 15.1, PO 15.2, así

El apartado Cuarto establece el mandato al OS de remitir a la Secretaría de Estado de Energía del MITERD una propuesta de modificación de los procedimientos de operación que resulten necesarios para reducir los plazos actuales de liquidación de medidas al día siguiente en que se produzca el consumo y para la eliminación de agregaciones.

A continuación, se describen brevemente las modificaciones más relevantes que se introducen en los PO:

- Introducción de referencias a la participación de la demanda y del almacenamiento en los servicios de balance, mediante su incorporación en los diferentes apartados de los PO donde se determinan los derechos, obligaciones, informaciones a remitir, etc., en coherencia con el mandato contenido en el artículo 30 de la Resolución de condiciones de balance.
- Modificación de las medidas que recibirá el concentrador principal gestionado por el OS, pasando a recibir medidas de todos los clientes (fronteras de cliente de tipo 1 a 5)⁶, frente a la situación actual en la que recibe medidas de los clientes de tipo 1, 2 y 5, y el desglose de energía por CUPS de cada agregación de puntos frontera tipo 4 y 5 (frente a la situación actual en la que recibe agregaciones de tipo 3, 4 y 5).
- Consecuentemente, modificación de la información que a efectos de liquidación del mercado tiene que recibir el concentrador principal sobre agregaciones de puntos frontera de clientes, enviada por cada distribuidor, para los puntos frontera de los que este es encargado de lectura, pasando a recibir información sobre agregaciones de puntos frontera de clientes de tipo 4 y 5 (frente a la situación actual donde recibe agregaciones de puntos frontera de clientes de tipos 3, 4 y 5).
- Reducción significativa de los plazos de recepción de medidas para tipos de frontera 3, 4 y 5⁷ de instalaciones de generación y de almacenamiento de las

como de las instrucciones técnicas complementarias al reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico". <https://www.cnmc.es/expedientes/infde09419>

⁶ De acuerdo con el RD 1110/2007, los puntos medida situados en fronteras de clientes se clasifican como sigue: de tipo 1 son aquellos cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW; de tipo 2 aquellos cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW; de tipo 3 aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría; de tipo 4 aquellos cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW, de tipo 5 aquellos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

⁷ De acuerdo con el Real Decreto 1110/2007, los puntos medida situados en fronteras de generación se clasifican como sigue: de tipo 1 son aquellos cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA, de tipo 2 son aquellos que no pudiendo clasificarse como tipo 1 tengan una potencia aparente nominal igual o superior a 450 kVA, de tipo 3 son aquellos que no puedan clasificarse en

que el distribuidor es el encargado de lectura. El plazo obligatorio para la lectura del registrador pasa de ser antes de las 8:00 horas del tercer día hábil del mes M+1 a ser antes de las 8:00 horas del día D+1. El plazo obligatorio de publicación de medidas al concentrador principal pasa de ser de antes de las 8:00 horas del cuarto día hábil del mes M+1 a ser antes de las 8:00 horas del día D+1. El Plazo obligatorio de publicación de medidas al comercializador, representante o consumidor directo a mercado pasa de ser antes de las 8:00 horas del cuarto día hábil del mes M+1 a ser antes de las 8:00 horas del día D+1.

- Inclusión la definición de los códigos CIL de puntos frontera de instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE) y su forma de codificación.
- Actualización de los requisitos de los equipos de inspección en aspectos técnicos, niveles de incertidumbre de ensayos y la base legal del control metrológico del Estado.
- Actualización de terminología, sustituyendo las antiguas referencias a “sujetos” por referencias a “participantes”, así como actualización de la denominación del Ministerio para la Transición Ecológica pasando a incorporar la denominación actual de Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. CONSIDERACIÓN GENERAL A LA PROPUESTA

3.1. Sobre el alcance de la propuesta a la luz del mandato contenido la Resolución de condiciones de balance

La Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español (Resolución de condiciones de balance) tiene por objeto la aprobación de las condiciones relativas al balance, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 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.

Para la implementación efectiva de la Resolución de condiciones de balance es necesaria la modificación de diversos PO, para lo cual su artículo 30 (‘Entrada en vigor y requerimientos al operador del sistema’) establece que el OS «*deberá lanzar a consulta pública las propuestas de adaptación de los procedimientos de operación*» afectados antes de transcurridos 3 meses desde la publicación en el

otra categoría (es decir que no sean puntos de tipo 1, 2, 4 o 5); de tipo 4 son aquellos cuya potencia aparente nominal sea igual o inferior a 50 kVA y superior a 15 kVA, y los de tipo 5 son aquellos cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

«BOE» de dichas condiciones de balance. Concretamente establece que la necesaria adaptación de los PO deriva de la implementación de los cambios introducidos por los artículos de la Resolución 7.1⁸, 8.1⁹, 8.5¹⁰, 11.3¹¹, 25.1¹², 9.2 e)¹³, 9.4¹⁴, 20.3¹⁵, así como la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance, cambios todos ellos directamente ligados a la provisión de servicios de balance.

La propuesta recibida de modificación de los PO excede este ámbito y modifica otros aspectos, como el envío de medidas al concentrador principal de puntos frontera de clientes de tipo 3 y 4, la supresión de las agregaciones en los puntos frontera de clientes tipo 3, o la inclusión de la definición del código CIL.

⁸ Define los sujetos que pueden ser proveedores de servicios de balance, incluyendo la demanda y el almacenamiento.

⁹ Define la unidad de programación proveedora de servicios de balance al sistema, compuesta de una o más instalaciones conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

¹⁰ Establece que las instalaciones cuya potencia neta máxima haga relevantes para la operación y seguridad del sistema deberán disponer de una unidad de programación individualizada por instalación, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

¹¹ Establece que los intercambios de información del BSP (proveedores de servicios de balance) con el operador del sistema eléctrico español en relación con la provisión de servicios de balance serán los establecidos en las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en 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 el procedimiento de operación 9 y en la normativa de aplicación a cada uno de los servicios de balance.

¹² Establece que los BRP (sujetos de liquidación responsables de balance) comunicarán al operador del sistema eléctrico español las indisponibilidades de todas las instalaciones de producción, consumo o almacenamiento de potencia neta registrada igual o superior a 30 MW, de las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria, y de las unidades de programación asociadas a proveedores de servicios de Interrumpibilidad. Además, los BRP comunicarán al operador del sistema eléctrico español los desvíos de programa cuando éstos sean iguales o superiores a 30 MWh con respecto al valor del programa establecido.

¹³ Establece que entre los requisitos de las instalaciones para obtener la habilitación para su participación en los servicios de balance estará el de haber superado las pruebas específicas para la participación en el correspondiente servicio de balance del sistema, o bien integrarse en una unidad de programación proveedora del correspondiente servicio de balance, caso de no haber superado dichas pruebas. Esta última opción sólo será aplicable si la relación entre la potencia de las instalaciones de la unidad de programación que no han superado las pruebas y la potencia total de las instalaciones de la unidad de programación no supera el valor porcentual que se establezca en los procedimientos de operación.

¹⁴ Trata del proceso de habilitación de BSP en lo relativo a las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance.

¹⁵ Establece que en las reglas de cambio de programa de los BSP antes y después del mercado intradiario, las modificaciones de programas se realizarán bajo la consideración de los criterios, mecanismos y horarios que se establezcan en el procedimiento de operación 3.1.

En efecto, la propuesta contempla el envío a dicho concentrador principal de las medidas de puntos frontera de clientes tipos 1 a 5 (es decir, de *todos* los puntos de medida de clientes; hasta ahora se remitían los tipos 1, 2 y 5), con lo cual esa información estaría contenida de manera redundante tanto en los concentradores secundarios de los encargados de la lectura (que, para los puntos de medida de clientes, son siempre los distribuidores) como en el concentrador principal del OS. El ámbito del envío rebasaría lo estrictamente necesario para dar cumplimiento a la Resolución de condiciones de balance a los efectos de la incorporación de la demanda a la provisión de servicios de balance, pues solo sería imprescindible en el caso de aquellos clientes que decidan proveer tales servicios.

Dado que estos cambios adicionales a introducir en los PO sobrepasan el alcance del requerimiento hecho al OS relativo a las modificaciones necesarias para implementar la Resolución de condiciones de balance y, a la luz de las alegaciones recibidas, no gozan del consenso del resto de agentes implicados como encargados de la lectura, se recomienda que las modificaciones se circunscriban al mandato original y los cambios adicionales se difieran a futuras propuestas de modificación de los PO, en caso de que así lo requirieran nuevas exigencias normativas. Ello permitiría desligar los cambios propiamente relacionados con la implementación del balance (que presenta un condicionante temporal apremiante en su implementación), de otras mejoras que no revisten esta urgencia y además aislarlo de las posibles problemáticas que pudieran surgir a raíz del resto de modificaciones propuestas.

Adicionalmente, cabe destacar que los costes derivados de las modificaciones llevadas a cabo por los distribuidores para adaptar sus sistemas a las exigencias derivadas de la normativa vigente son considerados como costes necesarios para el desarrollo de la actividad de distribución, y, por tanto, son finalmente sufragados por el sistema, lo que justifica que se mantengan únicamente aquellos desarrollos necesarios para la implementación de las medidas relacionadas con la introducción de los servicios de balance.

4. CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PROPUESTA

4.1. Sobre la eliminación de las agregaciones en las fronteras de clientes de tipo 3

De cara a la participación de la demanda en los mercados de balance, la propuesta contempla la eliminación de las agregaciones de consumidores tipo 3, de tal forma que sus medidas pasarían a recibirse individualmente, de forma análoga a como ocurre en la actualidad con los consumidores tipos 1 y 2. El informe justificativo del OS que acompañaba la propuesta de POs en su trámite previo de consulta pública¹⁶ basaba esta modificación en dos motivos:

¹⁶ <https://www.esios.ree.es/es/pagina/propuestas-de-procedimientos-de-operacion>

- Se simplifican los intercambios de información ante el nuevo escenario de participación de la demanda en los mercados de balance, asemejando el tratamiento de los suministros con potencia contratada comprendida entre 50 kW y 450 kW (tipo 3) al de los suministros por encima de 450 kW (tipos 1 y 2).
- Posibilita el chequeo del cumplimiento de la calidad de teledemanda de los puntos de demanda, tal y como ya se realiza para las instalaciones de producción.

Con relación a la primera cuestión, en caso de mantener la agrupación del tipo 3, los encargados de lectura deberán asignar las medidas a la unidad de programación de los puntos frontera de este tipo de consumidores distinguiendo entre aquellos puntos que hayan participado en los mercados de balance de los que no, de acuerdo con la información facilitada por el OS. Este procedimiento sería análogo al planteado para los consumidores tipos 4 y 5 en la propuesta.

A este respecto, si bien es cierto que, en caso de mantenerse la agregación, el OS deberá remitir a cada encargado de la lectura la información sobre los puntos que hayan participado en los mercados de balance, no se considera que este proceso sea tan complejo que justifique la remisión individualizada al OS de las medidas de todos los consumidores tipo 3, participen o no en dichos mercados, más aún cuando seguirá aplicando este proceso para los consumidores 4 y 5.

Con relación a la segunda cuestión, tampoco se aporta en el mencionado informe justificativo la necesidad de proceder a chequear la calidad de la teledemanda de los consumidores tipo 3, ya que, en el caso de que no participen en los mercados de balance, no tienen obligación de remisión de teledemanda, por ser su potencia contratada inferior a 1 MW.

Por todo ello, se considera que la solicitud de desagregación de todos los puntos frontera de clientes de tipo 3 excedería lo estrictamente necesario para dar cumplimiento a la Resolución de condiciones de balance.

4.2. Sobre la oportunidad de incorporar con motivo de la propuesta la definición de los códigos CIL en el PO 10.8

La modificación del PO 10.8 ('Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores') incorpora como novedad la definición de la codificación de los códigos CIL (código de instalación de producción a efectos de liquidación), empleados para la liquidación de las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos, según lo establecido por el apartado Segundo 'Definiciones'¹⁷ de la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de

¹⁷ El apartado Segundo.e) de la Circular 1/2017 lo define como:

«Código de la instalación de producción a efectos de liquidación», en adelante «CIL». Será el código determinado por el Encargado de Lectura que identificará de manera única una unidad retributiva

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.

Si bien se considera que, conceptualmente, la incorporación de la definición de los códigos CIL dentro de este PO es coherente con el hecho de que dichos códigos deriven de los CUPS (Código Universal de Punto de Suministro), se recomienda demorar esta modificación, para mejor coordinarla con el resto de Administraciones y sujetos involucrados en el registro de instalaciones receptoras del régimen retributivo específico y en su liquidación, origen del repetido código CIL.

En efecto, el CIL se definió por primera vez en la Circular 4/2009, de 9 de julio¹⁸, de manera que a cada CIL se le asignaran las condiciones del régimen económico regulado que le correspondieran: prima o prima equivalente, en aquel momento; régimen retributivo específico, en la actualidad; régimen económico de energías renovables conforme al reciente Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre¹⁹ y su normativa de desarrollo, en un futuro.

de producción del ámbito de aplicación de esta Circular de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Será el único código que se utilice para intercambiar la información entre los distintos agentes en el ámbito del sistema de liquidaciones de retribución específica debiendo figurar en las comunicaciones entre los mismos para una correcta identificación de las unidades retributivas. Estará compuesto por el Código Universal de Punto de Suministro «CUPS» seguido de un campo numérico de 3 dígitos que corresponderá a cada fase de la instalación, comenzando por el valor «001» para la primera y así sucesivamente.

A estos efectos, el «CUPS» será común a todas las fases que una instalación pueda contener. Por su parte, el «CIL» en el sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico estará asociado a unas determinadas condiciones del régimen económico de la fase, como el inicio devengo de régimen retributivo o la instalación tipo, por lo que el Encargado de la Lectura repartirá por «CIL» la medida eléctrica, y así será aportada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. No podrá realizarse la fusión de varios «CIL» pertenecientes a fases de una misma instalación de producción, por lo que permanecerán inalterables a lo largo de la vida de la instalación.

A efectos de considerar las unidades retributivas en el sistema de liquidaciones, los Encargados de la Lectura deberán asignar tantos nuevos Códigos de la Instalación de producción a efectos de Liquidación («CIL») como en su caso sean necesarios, con objeto de que no exista más de una unidad retributiva incluida en un mismo «CIL». En caso de instalaciones con varias fases, para la determinación del régimen retributivo correspondiente a cada «CIL», se atenderá a las características de la unidad retributiva correspondiente en el registro de régimen retributivo específico dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital [Actual MITERD].»

¹⁸ Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial

¹⁹ Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica («BOE» de 5 de noviembre).

Bajo esta definición, una misma instalación puede reunir varios CILes, bien porque las características retributivas de las distintas partes o fases de dicha instalación sean diferentes (sucesivas fechas de puesta en marcha, diferentes tecnologías, etc.) o porque solo parte de la instalación tenga derecho a un régimen económico regulado (es el caso de posibles ampliaciones de potencia posteriores al otorgamiento de dicho régimen económico, o por ejemplo cuando solo parte de la potencia instalada ha resultado adjudicataria en un proceso concurrencial).

Con la puesta en marcha del registro de régimen retributivo específico (ERIDE) establecido en el Título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio²⁰, se mantuvo la misma filosofía, y el CIL permanece como el código que unívocamente identifica la parte de una instalación que se corresponde con unas mismas características retributivas. De hecho, el CIL es el campo clave esencial que comparten para su intercomunicación los sistemas informáticos que gobiernan, de un lado, el citado registro (ERIDE, gestionado por el MITERD), y de otro lado, la liquidación del régimen retributivo específico (SICILIA, gestionado por la CNMC en su calidad de organismo encargado de la liquidación).

Ahora bien, en la definición del CIL que se ha incluido en la propuesta no se refleja de manera inequívoca esta necesidad de que cada CIL se corresponda con una unidad retributiva (no con una instalación), y tampoco la imprescindible interrelación que vincula, recíprocamente, registro y liquidación del régimen retributivo específico.

Existen al menos dos tipos de situaciones, inminentes y que podrían generalizarse rápidamente, para las que lo anteriormente expuesto reviste especial relevancia:

- En primer lugar, las repotenciaciones de instalaciones preexistentes, ya sean a *mercado* (es decir, sin retribución regulada), con retribución específica o adscritas al citado nuevo régimen económico de energías renovables.
- En segundo lugar, las hibridaciones que podrán utilizar el mismo punto de conexión de una instalación preexistente²¹, de acuerdo al punto 12 incorporado al artículo 33 de la Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico por el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

²⁰ 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.

²¹ Precisamente para hacer esta distinción, el Capítulo VIII ('Hibridación de instalaciones') del proyecto de Real Decreto de acceso y conexión, objeto del informe [IPN/CNMC/022/20](#) aprobado por el Consejo de la CNMC de fecha 2 de septiembre de 2020, establece, para instalaciones con o sin permisos de conexión, que «Los módulos de generación de electricidad que forman parte de la instalación híbrida y se encuentren acogidos a la percepción de algún régimen retributivo específico o adicional, deberán disponer de los equipos de medida que permitan llevar a cabo la adecuada retribución de los mismos. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las consideraciones que a los efectos retributivos establecidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.»

Por último, es necesario advertir que, de modificarse el código CIL de manera unilateral por el encargado de la lectura sin una coordinación previa con ERIDE y SICILIA, las instalaciones afectadas podrían dejar de percibir el régimen retributivo específico con la regularidad y en los plazos que solo permite la aplicación de un procedimiento que hace posible liquidar mensualmente en torno a 64.000 instalaciones. (Este volumen conlleva una casuística compleja: baste señalar, a modo ilustrativo, que actualmente existen todavía códigos CIL de longitud inferior a esos 25 caracteres que dan por sentados la redacción propuesta para el PO 10.8, y para los que sería necesario o bien habilitar una excepción, o preferentemente, proponer un plazo dentro del cual realizar una *migración a los 25 caracteres*, de forma conjunta y estrechamente coordinada entre todos los agentes implicados.)

Por todo ello, y dado que no se trata de un elemento en rigor necesario para la implementación de las condiciones de balance, se recomienda posponer la inclusión de la definición del CIL en el PO 10.8 hasta contar con una redacción plenamente consensuada con el resto de sujetos que emplean dicho código y que contemple adecuadamente la casuística propia de muchas nuevas instalaciones que previsiblemente se podrán en marcha en los próximos años.

4.3. Sobre el insuficiente análisis coste-beneficio realizado en cuanto al impacto del acortamiento de plazos de lectura

El apartado 8 'Plazos del Sistema de Medidas' del PO 10.5 introduce una significativa reducción de los plazos de recepción de medidas y puesta a disposición del concentrador principal. Concretamente:

- Para las instalaciones de generación y almacenamiento de tipos 3, 4 y 5, cuyo encargado de la lectura es el distribuidor...
 - Se reduce el plazo obligatorio para la lectura del registrador, de las actuales 8:00 horas del tercer día hábil del mes 'M+1', a las 8:00 horas del día 'D+1'.
 - Se reduce el plazo obligatorio de publicación de medidas al concentrador principal, que pasa de ser antes de las 8:00 horas del cuarto día hábil del mes 'M+1', a ser antes de las 8:00 horas del día 'D+1'.
 - Asimismo, el plazo obligatorio de publicación de medidas al comercializador, representante o consumidor directo a mercado pasa de ser antes de las 8:00 horas del cuarto día hábil del mes 'M+1', a ser antes de las 8:00 horas del día 'D+1'.

- Adicionalmente se establece, mediante una nota explicativa, que para los puntos frontera de clientes tipo 3 que no dispongan de telemedida, *«[...] el plazo obligatorio de lectura será mensual [...] de forma que su publicación al concentrador principal sea antes de las 8:00 h del 4º día hábil del mes 'M+1'.»*

Aun sin entrar a cuestionar que el acortamiento gradual de los tiempos manejados en el complejo procedimiento de lectura y publicación de medidas ha de ser un objetivo compartido por todos los participantes en el mismo, se hace notar que en el informe justificativo de la propuesta de modificación de PO sometida a consulta pública previa por el OS no se ha encontrado que estos adelantos se encuentren soportados por algún tipo de análisis coste-beneficio que estime de forma aproximada los costes necesarios de adaptación de sistemas que pudieran requerirse para cumplir con estos plazos más reducidos, y los compare con los beneficios que para el Sistema se derivarían de este cambio.

En particular, debe tenerse presente que para el caso de los clientes tipo 3 *sin telemedida*, se conceden tres días hábiles para, una vez concluido el mes 'M', acudir presencialmente punto a punto para leer en campo, descargar los datos desde los terminales portátiles de lectura al concentrador secundario, calcular en su caso el mejor valor horario conforme al PO 10.5, generar los ficheros de medidas y remitirlos al concentrador principal.

En todo caso, y con independencia de la realización o no de dicho análisis, se aconseja valorar la introducción de algún elemento de transitoriedad que permita una adaptación progresiva a estos nuevos requerimientos, tan deseables como más exigentes.

5. CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, se reproducen a continuación las principales conclusiones alcanzadas respecto a la propuesta sometida a informe de Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance y para la mejor gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico:

- La propuesta incluye el envío al concentrador principal de las medidas de todos los puntos frontera de clientes, también de los tipos 3 y 4, cuya información estaría contenida de manera redundante tanto en los concentradores secundarios de los encargados de la lectura como en el concentrador principal del OS. Este envío excedería lo estrictamente necesario para la incorporación de la demanda a la provisión de servicios de balance, dado que solo sería imprescindible en el caso de aquellos clientes que elijan proveer tales servicios.
- Análogamente, la solicitud de desagregación de todos los puntos frontera de clientes de tipo 3 excedería de lo estrictamente necesario para dar cumplimiento a la Resolución de condiciones de balance.
- Se recomienda posponer la inclusión de la definición del CIL en el PO 10.8 hasta contar con una redacción plenamente consensuada con el resto de sujetos que emplean dicho código y que contemple adecuadamente la casuística propia de

muchas nuevas instalaciones que previsiblemente se podrán en marcha en los próximos años, en particular repotenciaciones e hibridaciones.

- Aunque se comparte el objetivo de acortar gradualmente los tiempos manejados en el procedimiento de lectura y publicación de medidas, se echa en falta algún tipo de análisis coste-beneficio acerca de su impacto y, en todo caso, se aconseja una adaptación progresiva a los nuevos requerimientos planteados.

ANEXO I: Alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

[CONFIDENCIAL]