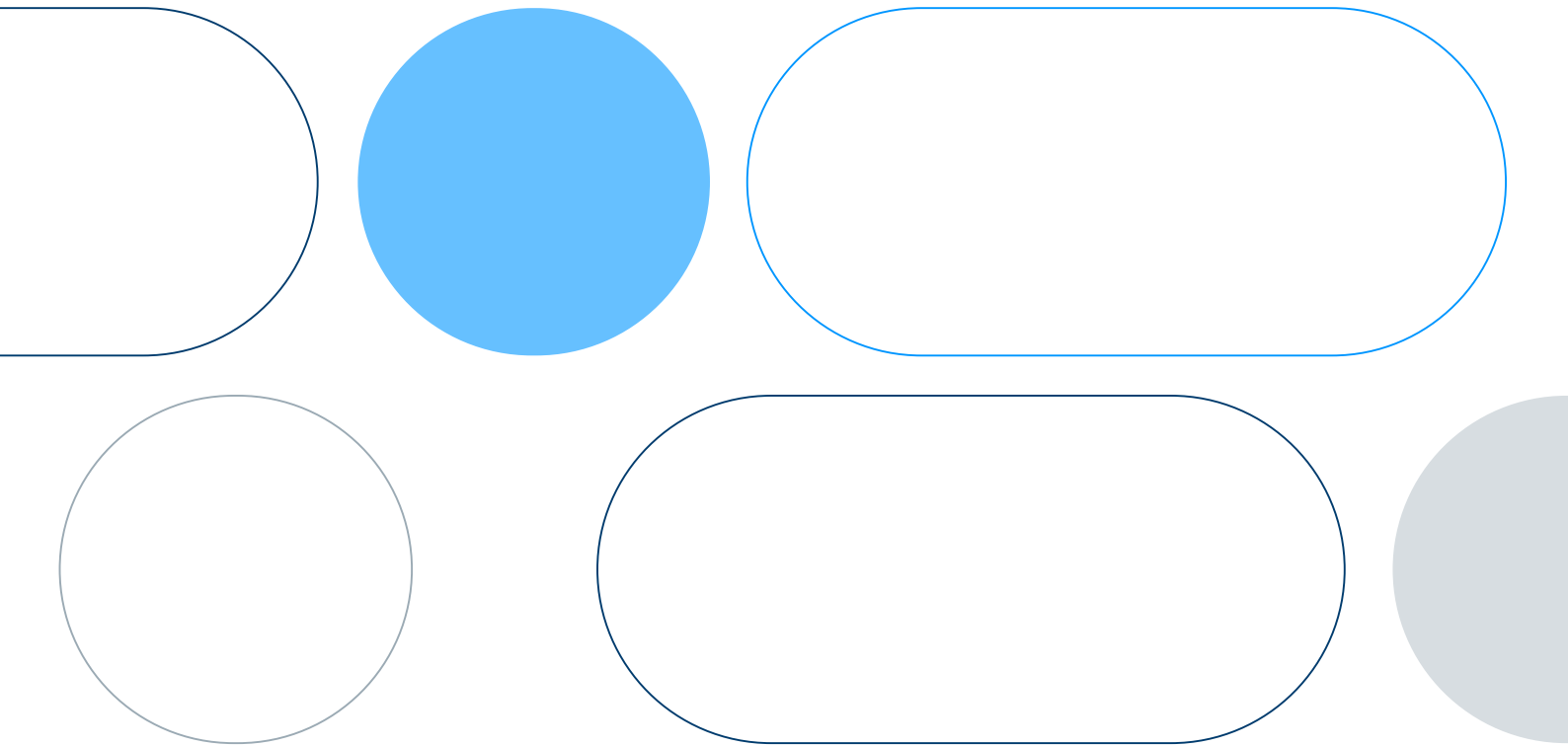


Propuesta de modificación de PPOO y Condiciones de Balance para su adaptación a la implementación del agregador independiente

Informe Justificativo

Dirección General de Operación

Abril 2026



Índice

1	Introducción	3
2	Objeto	5
3	Modelo de agregación propuesto	6
4	Cambios en las condiciones de balance para la implantación del agregador independiente.....	8
5	Procedimientos de operación para la implementación del agregador independiente	10
5.1	Cambios propuestos en el P.O. 3.1	11
5.2	Cambios propuestos en el P.O. 10.4	11
5.3	Cambios propuestos en el P.O. 10.5	11
5.4	Cambios propuestos en el P.O. 10.11.....	12
5.5	Nuevo procedimiento de operación 10.14 “Cálculo del Programa de Referencia Base de los Agregadores Independientes’	12
5.6	Cambios propuestos en el P.O. 14.1.....	13
5.7	Cambios propuestos en el P.O. 14.2	13
5.8	Cambios propuestos en el P.O. 14.3	14
5.9	Cambios propuestos en el P.O. 14.4	14
6	Valoración del operador del sistema a los comentarios recibidos tras la consulta pública	15
6.1	Participación del agregador independiente en los mercados	15
6.1.1	Organización de unidades de programación	15
6.1.2	Participación en los mercados de las instalaciones de generación y almacenamiento a través del agregador independiente	16
6.1.3	Participación de una comercializadora como agregador independiente	17
6.1.4	Participación del agregador independiente en el mercado diario e intradiario	17
6.1.5	Participación del agregador independiente en restricciones técnicas.....	18
6.2	Transferencia financiera y compensación	18
6.2.1	Referencia al término compensación en el RD 88/2026.....	18
6.2.2	Coeficiente de compensación K.....	19

6.2.3	Esquema de financiación de la transferencia financiera.	20
6.3	Verificación del cumplimiento de los servicios de balance.	22
6.4	Garantías requeridas al agregador independiente.....	23
6.4.1	Garantías de operación básica e intramensual	23
6.4.2	Suspensión en caso de incumplimiento de pago o insuficiencia de garantías	24
6.4.3	Paralización de captación de nuevos clientes del agregador independiente	24
6.5	Programa de referencia base.....	25
6.5.1	Metodología de cálculo	25
6.5.2	Cálculo de la precisión de la previsión y penalización por calidad inadecuada de la previsión.....	27
6.5.3	Publicación de información a las comercializadoras.....	29
6.5.4	Anonimización de la información cruzada del Agregador Independiente.....	30
6.5.5	Modificación del comportamiento de medidas de registrador para consumos tipo 4 y 5	30
6.5.6	Coeficientes para elevar a Barras de Central.....	31
6.5.7	Objeciones de medidas	32
7	Otros cambios incluidos tras el proceso de consulta pública no relacionados con el agregador independiente	33
7.1.1	Plazos de reclamación PO 3.1 y PO 14.4	33
7.1.2	Garantías electrónicas en PO 14.3.....	33

1 Introducción

La respuesta de la demanda —principalmente, de forma agregada— constituye uno de los elementos considerados como clave en el desarrollo y constitución del Mercado Interior de Electricidad, especialmente destacada en el conjunto normativo vinculado al *Clean Energy Package (CEP)* como palanca de empoderamiento e impulso hacia un consumidor cada vez más proactivo.

Uno de los objetivos que persigue este mecanismo es aflorar los potenciales recursos de los consumidores en beneficio de los sistemas eléctricos, tal y como señala el considerando 10 de la *Directiva 944/2019, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad* y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, en adelante Directiva MIE.

(10) Los consumidores desempeñan un papel fundamental para alcanzar la flexibilidad necesaria para adaptar el sistema eléctrico a la generación de electricidad renovable, distribuida y variable. Los avances tecnológicos en la gestión de la red y la generación de electricidad renovable han brindado muchas oportunidades a los consumidores. Una competencia sana en los mercados minoristas será esencial para garantizar el despliegue impulsado por el mercado de nuevos servicios innovadores que satisfagan las necesidades y competencias cambiantes de los consumidores, aumentando al mismo tiempo la flexibilidad del sistema. No obstante, la falta de información suministrada en tiempo real o cuasirreal a los consumidores, sobre su consumo de energía, les ha impedido ser participantes activos en el mercado de la energía y en la transición energética. Al capacitar a los consumidores, y dotarles de las herramientas necesarias, para participar más en el mercado de la energía, incluyendo la participación en nuevas modalidades, se pretende que los ciudadanos de la Unión se beneficien del mercado interior de la electricidad y que se alcancen los objetivos de la Unión en materia de energías renovables.

Desde esta perspectiva, la respuesta de la demanda, como alternativa a otros recursos, contribuye a lograr un mercado de producción más eficiente, aumenta la competencia e introduce beneficios económicos para el consumidor, que se ve recompensado económicamente a cambio de modificar su pauta de consumo. Adicionalmente, la respuesta explícita de la demanda, constituida como proveedora de servicios del sistema junto con las instalaciones de generación convencionales y renovables, contribuiría a mantener la seguridad del suministro y la cobertura del sistema.

La respuesta de la demanda en los mercados puede venir de la mano de los comercializadores tradicionales, de los consumidores directos en el mercado¹, o de la nueva figura denominada “Agregador Independiente”, en adelante AI. Esta nueva figura se encuentra ya recogida, tanto en la normativa europea (Directiva MIE), como en la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico* (Ley del Sector Eléctrico):

¹ Desde enero de 2020, la participación de la demanda en los servicios de balance a través del “comercializador” y del “consumidor directo”, contemplada en 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, y en los Procedimientos de Operación, es una realidad en el sistema eléctrico peninsular español.

Directiva MIE

(19) 'independent aggregator' means a market participant engaged in aggregation who is not affiliated to the customer's supplier.

Ley del Sector Eléctrico

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.2 serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

[...]

i) Los agregadores independientes, que son participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

En relación con el desarrollo de esta figura en el sistema eléctrico peninsular español, la reciente aprobación del *Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica* (en adelante RD 88/2026) recoge el marco normativo del agregador independiente y establece los principios generales de la actividad de agregación, así como los derechos, obligaciones y requisitos de los agregadores independientes.

No obstante, tal y como indica el propio real decreto, *«la efectiva participación de esta figura requerirá de un marco normativo más completo, que será abordado en un momento posterior»*.

A tal efecto, el artículo 20 del RD 88/2026 establece que el modelo de agregación se establecerá mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante, MITERD).

Provisionalmente, en tanto no se apruebe la orden a la que hace referencia el citado artículo 20 del RD 88/2026, la disposición transitoria tercera del mismo real decreto (en adelante, DT3 del RD 88/2026) establece un modelo de agregación centralizado, con corrección de programa y con compensación; la disposición adicional segunda establece que el operador del sistema presentará al MITERD, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor del RD 88/2026, una propuesta de procedimiento de operación del sistema relativo al modelo de agregación, conforme a lo establecido en la DT3 del RD 88/2026. Dicha propuesta será sometida al preceptivo trámite de audiencia, con carácter previo a su valoración, y aprobación por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía y publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Asimismo, la disposición final séptima (en adelante, DT7 del RD 88/2026) establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) deberá adaptar, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor del RD 88/2026, las disposiciones normativas necesarias para la participación del agregador independiente en los mercados.

Finalmente, la disposición final novena establece en su apartado 2, que lo definido en este real decreto surtirá efectos simultáneamente con la adaptación de las disposiciones normativas

relativas a la participación del agregador independiente en los mercados y la adaptación de los ficheros de intercambios aprobados por la CNMC.

2 Objeto

El objeto de este documento es presentar la propuesta del operador del sistema de adaptación de los procedimientos de operación afectados y 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* (en adelante, Condiciones de balance), en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional segunda, y como parte de la propuesta de adaptación de normativa que deberá abordar la CNMC conforme a la DT7 del RD 88/2026.

En esta propuesta también se ha tenido en consideración la propuesta de código de red de respuesta de la demanda (NC DR) y la propuesta de modificación de la directriz sobre el balance eléctrico (EB GL) sometida a consulta pública por ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) en julio de 2025.

Adicionalmente, en esta propuesta se incluyen las modificaciones del procedimiento de operación 10.11, necesarias para recoger los intercambios de información entre el operador del sistema y las empresas distribuidoras, con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el apartado 5 del artículo 14 del RD 88/2026, en virtud del cual el operador del sistema pondrá a disposición de las empresas distribuidoras la información relativa a aquellas empresas comercializadoras que incumplan el requisito de capacidad económica consistente en el depósito de las garantías exigibles ante dicho operador.

La propuesta ha sido sometida a consulta pública por el operador del sistema entre el 3 y el 20 de marzo de 2026 a través del Portal de Servicios a Clientes y en el apartado de Consultas públicas de la web corporativa de Red Eléctrica.

Esta consulta ha tenido una duración de 18 días naturales con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en la DA2 del RD 88/2026, que establece un plazo de dos meses desde su entrada en vigor para que el operador del sistema presente al MITERD una propuesta de procedimiento de operación del sistema relativo al modelo de agregación.

En los apartados 4 y 5 de este documento se describe la propuesta inicial del operador del sistema sometida a consulta pública, sin considerar los comentarios recibidos en este proceso.

En el apartado 6 de este documento se resumen los aspectos de mayor relevancia recogidos en la consulta pública, así como la justificación del operador del sistema para considerar o no dichos comentarios, sin perjuicio de que la totalidad de los comentarios se incluyen íntegramente como anexo a este documento en la propuesta que se remite al MITERD y a la CNMC.

Los cambios sobre la propuesta inicial del operador del sistema que hayan resultado aceptados tras el proceso de consulta pública han quedado reflejados en las propuestas de las Condiciones de Balance y de los procedimientos de operación enviados a MITERD y CNMC.

3 Modelo de agregación propuesto

La DT3 del RD 88/2026 establece un modelo de agregación centralizado, con corrección de programa y con compensación, en el que el operador del sistema y, en su caso, el operador del mercado, actuarán como contraparte central de la compensación y de la corrección de programa.

Asimismo, el operador del sistema es el responsable de verificar la respuesta y determinar la responsabilidad del balance del agregador independiente.

Las modificaciones propuestas en este paquete normativo están orientadas a la participación del agregador independiente en los mercados de balance que gestiona el operador del sistema.

Modelo con corrección de programa y compensación

La activación de una oferta de balance del agregador independiente modifica el consumo de los clientes que tienen contratado su suministro con un comercializador; en el caso de los mercados que gestiona el operador del sistema, el comercializador habría adquirido previamente la energía para el suministro de estos clientes, entre otros, en los mercados diario o intradiario.

La DT3 del RD 88/2026 establece un modelo con corrección donde el programa del comercializador es corregido con la energía movilizada por los clientes del agregador independiente para evitar que el comercializador incurra en un desvío por la acción del agregador independiente.

Asimismo, esta disposición contempla un modelo con compensación que se determinará en función de la energía efectivamente movilizada por el agregador independiente únicamente en los periodos de activación, y se valorará a un precio que será un porcentaje del precio del mercado diario.

En el caso de un modelo centralizado como el propuesto en el RD 88/2026, la corrección del programa y la compensación por la activación en los mercados que gestiona el operador del sistema es llevada a cabo por el propio operador del sistema.

En este contexto, el operador del sistema propone que la energía movilizada por el agregador independiente sea valorada, a efectos de su compensación, al 90% del precio del mercado diario (factor k de compensación), propuesta que quedaría pendiente de aprobación mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía, tal y como se recoge en el apartado segundo, del punto 4 de la DT3 del RD 88/2026. Esta aproximación se basa en que la oferta de activación en los mercados de balance se producirá a un precio competitivo frente al precio del mercado diario, de modo que el beneficio del agregador independiente venga determinado por la diferencia entre el precio de dicha activación en los mercados de balance y el citado 90% del precio del mercado diario.

Finalmente, la DT3 del RD 88/2026 asigna al operador del sistema la responsabilidad de determinar la responsabilidad del balance y la verificación de la respuesta del agregador independiente en caso de activación. Para ello, en los periodos de activación, es necesario estimar cuál habría sido el consumo de los clientes del agregador independiente en caso de no haber sido activados. Esta referencia contrafactual es el programa de referencia base (o baseline) al que se refiere el apartado 3 de la DT3 del RD 88/2026.

Modelo de cálculo del programa base de referencia (o baseline)

La metodología propuesta por el operador del sistema para la determinación del programa de referencia base (o baseline) es la siguiente:

- El agregador independiente debe enviar diariamente la previsión de consumo elevada a barras de central de todos los consumidores con los que tenga suscrito contrato de agregación, de forma agregada y desglosada para cada periodo de programación.
- En caso de que exista una activación de una oferta de balance, el agregador independiente deberá enviar la previsión de consumo elevada a barras de central desagregada por cada comercializador y por para cada periodo de programación. Esta previsión se enviará en paralelo a su oferta de participación en los mercados de balance según los plazos que se requieran para cada mercado, y deberá incluir todos los periodos de programación del periodo de activación propuesto, así como el periodo de programación inmediatamente anterior.
- En caso de activación, esta previsión enviada por el agregador independiente será ajustada por el operador del sistema obteniéndose así el programa de referencia base del agregador independiente por cada comercializador. El ajuste se realizará basándose en la diferencia entre el valor de la previsión enviada por el agregador independiente y el sumatorio de la medida real del consumo de energía, elevada a barras de central, de los consumidores de cada comercializador, en el periodo de programación inmediatamente anterior a la activación (siendo este el último periodo comparable donde el consumo no se vería afectado por la activación del agregador).
- Tanto la previsión del agregador independiente como el ajuste a realizar por el operador del sistema se realizará para cada uno de los comercializadores del conjunto de consumidores con los que el agregador independiente tenga suscrito contrato de agregación, de tal manera que el cálculo de la energía efectivamente movilizada pueda asignarse a cada comercializador afectado.

Entre los distintos modelos de determinación del programa de referencia base existentes a nivel europeo, se ha optado por el modelo basado en el envío de previsiones por parte de agregador independiente, actualmente uno de los más extendidos —también denominado “*declarative*”—, al presentar una serie de ventajas implícitas, derivadas de su simplicidad operativa y de su flexibilidad, entre las que cabe destacar las siguientes:

- Otorga la flexibilidad necesaria para que cada agregador independiente utilice y defina sus propios modelos de cálculo de previsión de consumo según la tipología de sus clientes, resultado valido para cualquier tipología o patrón de consumo.
- Es compatible con periodos de activación de distinta duración, permitiendo tanto periodos de activación prolongados como periodos de activación de corta duración, en función de la decisión propia del modelo de cálculo de la previsión del agregador independiente.
- Adicionalmente, el ajuste de la previsión por parte del operador del sistema permite alinear el impacto sobre la corrección a los comercializadores sobre la base de la última medida real previa al periodo de activación.

Modelo de cálculo de la precisión de la previsión enviada por el agregador independiente

El operador del sistema calculará la precisión de las previsiones enviadas por el agregador independiente para todos los periodos de programación en los que dicho agregador pueda participar en los mercados que gestiona el operador del sistema.

Este proceso de cálculo de la precisión de la previsión se realizará a nivel de cada agregador independiente y en cada uno de los periodos de programación en los que no ha sido activado, mediante el cálculo de la desviación entre la previsión enviada y el sumatorio de la medida real del consumo de energía de los consumidores de dicho agregador independiente.

El operador del sistema plantea en esta propuesta de procedimientos de operación que aquellos agregadores independientes cuya precisión mensual sea inferior al 90% estén sujetos a una penalización, consistente en la aplicación del 10% del precio del mercado diario en los periodos de activación de dicho mes.

4 Cambios en las condiciones de balance para la implantación del agregador independiente

Las Condiciones relativas al balance para los Proveedores de Servicios de Balance y para los Sujetos de Liquidación Responsables del Balance conforme al 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 (Reglamento EB), tienen por objeto establecer las condiciones aplicables a los proveedores de servicios de balance (BSP) y a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP).

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambios:

1. Se eliminan las referencias al producto de reserva de sustitución (RR por sus siglas en inglés) tras la desconexión del sistema eléctrico español de la plataforma europea de balance RR (TERRE) el pasado 31 de diciembre de 2025.
2. En el artículo 4, apartado 2.e, se incorpora al agregador independiente como nuevo participante en el mercado. A su vez, en el artículo 7, apartado 1, se añade al agregador independiente como posible proveedor de servicios de balance, en los mismos términos que el resto de los proveedores.
3. A raíz de varias consultas realizadas por los participantes, en el artículo 7, apartado 10, se introduce un texto meramente aclaratorio, si bien no está relacionado con la introducción del agregador independiente y no supone cambios respecto de la situación actual.
4. Se define la responsabilidad del balance del agregador independiente y del comercializador en los periodos de activación de energía a los clientes del agregador.
5. Se incluye la posibilidad de corregir la posición del comercializador con la energía activada en los mercados de balance por el agregador independiente. Esta corrección lleva asociada

una transferencia financiera (compensación) entre el agregador independiente y el comercializador.

6. Se establece el cálculo del programa de referencia base y el uso de esta referencia como posición para el cálculo del desvío del agregador independiente.
7. Se eliminan las Consideraciones transitorias al no tener ya efecto tras la implantación del nuevo servicio de regulación secundaria (SRS) y del periodo de liquidación del desvío de 15 minutos.

5 Procedimientos de operación para la implementación del agregador independiente

En este apartado se indican los cambios que se proponen incorporar en los procedimientos de operación del sistema para la implementación del agregador independiente.

Procedimientos de operación que requieren adaptación	
P.O. 3.1	Proceso de programación
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. 10.11	Tratamiento e intercambio de Información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores, agregadores independientes y resto de participantes
P.O. 14.1	Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
P.O. 14.2	Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación
P.O. 14.3	Garantías de Pago
P.O. 14.4	Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Por coincidencia con otros procesos consultivos, en esta propuesta de revisión del P.O. 3.1 se presentan únicamente los extractos de dicho procedimiento que requieren modificación.

El procedimiento de operación 14.4 sobre el que se han realizado los cambios objeto de esta consulta es el aprobado por Resolución de 6 de noviembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 7.5 y 14.4 para la modificación del servicio de respuesta activa de la demanda, publicado en el BOE el martes 11 de noviembre de 2025.

Por otra parte, además de las propuestas de modificación de procedimientos de operación anteriores, se propone la aprobación del nuevo procedimiento de operación 10.14 'Cálculo del Programa de Referencia Base de los Agregadores Independientes'.

5.1 Cambios propuestos en el P.O. 3.1

El procedimiento de operación 3.1 "*Proceso de programación*" tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambios:

- Se incorpora en el Anexo II, apartado 2.2, un nuevo apartado "*c) Unidades de programación de agregadores independientes*" con los criterios para la organización de las unidades de programación de agregadores independientes y se homogeneizan las denominaciones de los subapartados de esta sección para mayor claridad.

5.2 Cambios propuestos en el P.O. 10.4

El procedimiento de operación 10.4 "*Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones*" tiene por objeto definir las características de funcionamiento y flujo de información de medidas entre los participantes del sistema de información de medidas eléctricas y sus sistemas de comunicaciones.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambios:

1. Se incorpora en el apartado 3.1 el registro de los agregadores independientes como participantes del sistema de medidas.
2. Se añade en el apartado 4.1 que el concentrador principal dispondrá de las medidas individualizadas de clientes tipo 4 si dichos puntos pertenecen a un agregador independiente.

5.3 Cambios propuestos en el P.O. 10.5

El procedimiento de operación 10.5 "*Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas*" tiene por objeto definir el tratamiento de medidas, cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas con el objeto de facturar a los clientes, de liquidar la energía en el mercado de producción y en los despachos realizados en los territorios no peninsulares, y se pueda liquidar el régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Asimismo, en este procedimiento se definen los plazos establecidos para los procesos de medidas indicados en el párrafo anterior.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambios:

1. Se incluye al agregador independiente dentro del alcance del procedimiento de operación con distintos derechos y obligaciones como consecuencia de ser participante de la medida.

2. Se añade el cálculo por parte del operador del sistema de las unidades de programación de los agregadores independientes.
3. Se incorporan a los agregadores independientes en los procesos de preobjeciones, autobjeciones, objeciones, cierre provisional, cierre definitivo y corrección de registros de acuerdo del artículo 15 del RD 1110/2007.
4. Se añade la figura del agregador independiente en los plazos de publicación de medidas.

5.4 Cambios propuestos en el P.O. 10.11

El procedimiento de operación 10.11 "*Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes*" tiene por objeto definir el tratamiento de la información relativa a los datos de medida de los puntos de los que los distribuidores son los encargados de la lectura.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambios:

1. Se modifica, además del título del procedimiento, varios apartados con objeto de incorporar los intercambios de información de datos de medidas entre los participantes de medidas como consecuencia de la introducción de los agregadores independientes.
2. Se modifica el objeto del procedimiento para describir los flujos de información a los que se hacen referencia.
3. Se incorporan en el Anexo nuevas informaciones a intercambiar entre los participantes del sistema de medidas con la aparición de la figura del agregador independiente.
4. Se añaden en el Anexo los nuevos intercambios mínimos de información entre encargados de la lectura y agregadores independientes y agregadores independientes y el operador del sistema.

Asimismo, se añade el apartado 4.4. por el cual el operador del sistema pondrá a disposición de los distribuidores la relación de comercializadores que no dispongan de capacidad económica para dar de alta nuevos clientes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 14.5 del RD 88/2026 y el procedimiento de operación 14.3.

5.5 Nuevo procedimiento de operación 10.14 “Cálculo del Programa de Referencia Base de los Agregadores Independientes’

El nuevo procedimiento de operación propuesto, P.O. 10.14 "*Cálculo del Programa de Referencia Base de los Agregadores Independientes*", establece el tratamiento de la información de medidas y de las referencias necesarias para su integración con el resto de procedimientos de operación de

medidas, con el fin de posibilitar la correcta gestión de la nueva figura del agregador independiente. Asimismo, incluye, entre otros aspectos, el cálculo del programa de referencia base y de la precisión de las previsiones enviadas al operador del sistema por los distintos agregadores independientes.

El nuevo procedimiento aplica a los agregadores independientes, a los encargados de la lectura y al operador del sistema e incluye los siguientes procesos principales:

1. Registro de los agregadores independientes.
2. Asignación de los códigos CUPS de los clientes de cada agregador independiente por parte de los encargados de la lectura.
3. Envío por parte de cada agregador independiente de las previsiones de consumo por cada comercializador.
4. Cálculo por parte del operador del sistema del programa de referencia base a partir de la información facilitada por los distintos agregadores independientes y sus encargados de la lectura.
5. Cálculo por parte del operador del sistema de la precisión de las previsiones enviadas por los distintos agregadores independientes.

5.6 Cambios propuestos en el P.O. 14.1

El procedimiento de operación 14.1 "*Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema*" tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambio:

1. Se modifica el apartado 3 para añadir la posibilidad de que un agregador independiente pueda delegar la responsabilidad del balance en otro sujeto de liquidación responsable del balance (BRP).

5.7 Cambios propuestos en el P.O. 14.2

El procedimiento de operación 14.2 "*Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación*" tiene por objeto establecer el proceso para la admisión de participantes en el mercado mayorista de electricidad y determinar los datos necesarios para su participación en el mismo y, en particular, en el proceso de liquidación.

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambio:

1. Se añade en el apartado 4 la presentación de la declaración responsable ante el Ministerio como requisito para darse de alta como comercializador, consumidor directo o agregador independiente.
2. Se elimina en el apartado 4 la comunicación de inicio de actividad al Ministerio como requisito para darse de alta como comercializador, consumidor directo o agregador independiente.

5.8 Cambios propuestos en el P.O. 14.3

El procedimiento de operación 14.3 "*Garantías de pago*" tiene por objeto establecer las condiciones generales de la recepción y gestión de las garantías correspondientes a las liquidaciones del operador del sistema.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambio:

1. Se añade en el apartado 9.4 la garantía de operación básica inicial que debe depositar un agregador independiente.

5.9 Cambios propuestos en el P.O. 14.4

El procedimiento de operación 14.4 "*Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*" tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1 y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambio:

1. Se incorpora en los apartados 8 y 9 la consideración del programa de referencia base como PHFC para verificar el cumplimiento de las asignaciones de energía de regulación terciaria (mFRR) y del servicio de respuesta activa de la demanda.
2. Se incorpora en el apartado 12.2 el cálculo de la corrección de la posición de un comercializador o consumidor directo con la energía activada a sus clientes por el agregador independiente.
3. Se añade un nuevo apartado 14 para incluir la liquidación de la transferencia financiera o compensación de la energía activada por un agregador independiente.
4. Se añade en el Anexo II el tratamiento de las medidas asignadas al agregador independiente.
5. Se añade como nuevo el Anexo III, para referenciar el cálculo del programa de referencia base descrito en el P.O. 10.14 "*Cálculo del Programa de Referencia Base de los Agregadores Independientes*" y detallar la obligación de pago de los agregadores independientes cuya precisión de previsiones de consumo sea inferior a un cierto umbral.

6 Valoración del operador del sistema a los comentarios recibidos tras la consulta pública

La propuesta de modificación de las Condiciones de balance y procedimientos de operación ha sido sometida a consulta pública por el operador del sistema entre el 3 y el 20 de marzo de 2026 a través del Portal de Servicios a Clientes y en el apartado de Consultas públicas de la web de Red Eléctrica. Adicionalmente, el operador del sistema presentó los cambios propuestos en un seminario web celebrado el 12 de marzo de 2026.

Durante el proceso de consulta, se han recibido un total de 196 comentarios de 30 participantes en el mercado, participantes de sistema de medidas, asociaciones y empresas interesadas. En este apartado se incluye la valoración general del operador del sistema a los comentarios recibidos.

6.1 Participación del agregador independiente en los mercados

6.1.1 Organización de unidades de programación

La propuesta inicial del operador del sistema proponía el uso de una misma unidad de programación (UP) para la compra y venta de la energía del agregador independiente. Por su parte, el operador del mercado en su propuesta de "Adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados para la Participación del Agregador Independiente", en consulta pública desde el 17 de marzo de 2026 hasta el 17 de abril de 2026, contempla la separación de unidades de oferta del agregador independiente en compra y venta. Dado que la correspondencia entre Unidad de Oferta y Unidad de Programación obedece a un esquema 1 a 1 y a la vista de los comentarios formulados por varios participantes solicitando aclaración de esta equivalencia, el operador del sistema no tiene inconveniente en adaptar su propuesta de organización de unidades de programación del agregador independiente, para facilitar los intercambios de información y el tratamiento actual en los sistemas y que se disponga de una unidad de programación de compra de energía y una unidad de programación de venta de energía. Cada unidad de programación de venta del agregador independiente se corresponderá de forma unívoca con la unidad de programación de compra del agregador independiente, por lo que ambas unidades incluirán exactamente las mismas instalaciones de consumo identificadas por sus códigos CUPS.

Si el agregador independiente participase en los servicios de balance, éstos deberán disponer de unidades de programación específicas habilitadas para la participación en dichos mercados (de compra y de venta de energía).

Por otro lado, se han recibido tres comentarios solicitando aclaración sobre si un consumidor puede prestar servicios de balance con más de un agregador independiente o simultáneamente con un agregador independiente y un comercializador.

El entendimiento del operador del sistema es que un consumidor solo puede contratar servicios de agregación con un único agregador independiente. Además, el operador del sistema considera que la participación de un consumidor en los servicios de balance debe realizarse a través de su comercializador o a través de un único agregador independiente. Esto permite asegurar una correcta provisión y verificación del cumplimiento de dichos servicios, evitando añadir complejidades a funciones críticas para la seguridad del sistema.

Queda pendiente para una posterior etapa y con carácter más amplio (no sólo para las unidades pertenecientes al agregador independiente), una propuesta de simplificación de las unidades de venta y de compra en una única UP teniendo en cuenta el impacto en los sistemas.

6.1.2 Participación en los mercados de las instalaciones de generación y almacenamiento a través del agregador independiente

Se han recibido comentarios de cinco empresas relativos a la participación de las instalaciones de autoconsumo a través de un agregador independiente o solicitando aclaración sobre si las instalaciones de generación o almacenamiento no asociadas a consumidores pueden formar parte de la agregación.

Según la descripción de la actividad de agregación publicada por el MITERD en su página web, «*el objetivo del agregador será, de acuerdo con lo previsto en la Directiva (UE) 2019/944, fomentar la participación activa de la demanda en los mercados incorporando la generación y/o almacenamientos asociados a los consumidores que formen parte de la cartera de agregación, como es el caso del autoconsumo, pero no la agregación de otras instalaciones de generación no vinculadas a los consumidores. El agregador, como cualquier otro sujeto, podrá actuar como representante agrupando generación, pero con una cartera separada de la de su actividad de agregación de demanda*».

En el caso particular de la participación de la generación de autoconsumo a través de un agregador independiente, el operador del sistema entiende que las únicas instalaciones de generación que pueden ofertar su flexibilidad a través de un agregador independiente son las de autoconsumo vinculado a los consumidores, es decir, el autoconsumo con compensación simplificada o con excedentes (instalaciones de generación que no tienen un código CIL asignado). No obstante, cabe señalar que actualmente este tipo de instalaciones de autoconsumo integran su energía en el mercado a través del comercializador, que no puede vender la energía en caso de que su saldo sea excedentario. Igualmente, únicamente las instalaciones de almacenamiento vinculadas a los consumidores podrían ofertar su flexibilidad a través de un agregador independiente.

El modelo de agregación que se propone en esta propuesta de procedimientos de operación es conforme a la descripción de la actividad de agregación publicada por el MITERD, por lo que se mantiene la redacción propuesta. No obstante, se traslada este comentario al MITERD y a la CNMC para su consideración.

6.1.3 Participación de una comercializadora como agregador independiente

Durante el seminario web celebrado el 12 de marzo de 2026, un participante planteó la cuestión de si un comercializador puede, a su vez, ofrecer servicios como agregador independiente. Por otra parte, se ha recibido un comentario de una empresa indicando que es necesario que se establezca o se garantice que se acompañarán el cambio de comercializador de un consumidor, en el caso de que alguno de los comercializadores involucrados (entrante o saliente) desempeñe también la actividad de agregador independiente.

Si bien se considera que esta cuestión deberá ser abordada durante el proceso consultivo de la CNMC y del MITERD, el operador del sistema interpreta que la redacción actual del RD 88/2026 no prohíbe que una empresa que desarrolle la actividad de comercialización, así como cualquier otra actividad en el sector eléctrico, pueda realizar, a su vez, la actividad de agregador independiente, siempre y cuando cumpla con los requisitos y obligaciones exigidos por la normativa.

No obstante, este operador considera que el agregador independiente no debería poder ofertar la flexibilidad de los suministros de su propia comercializadora, de manera que, el distribuidor —como responsable de la gestión de este proceso— no lo debería permitir en el proceso de alta o cambio de comercializador de un consumidor con contrato con un agregador independiente.

6.1.4 Participación del agregador independiente en el mercado diario e intradiario

Se han recibido cuatro comentarios relativos a la participación del agregador independiente en el mercado diario e intradiario.

Uno de ellos pide incluir expresamente las referencias a la participación en los mercados diario e intradiario tanto en el PO 14.4 como en el nuevo PO 10.14; dos de ellos alegan que no se especifica cómo se implementaría el cálculo de la corrección y la compensación en caso de participación en estos mercados y uno de ellos solicita que no se permita la participación del agregador independiente en estos mercados al considerar al agregador como un proveedor de servicios de balance.

A este respecto, tal y como se indica en el apartado 3 de este informe justificativo y se explicó en el seminario web celebrado el pasado 12 de marzo, el operador del sistema considera que excede del ámbito de su responsabilidad definir cómo debe ser la participación del agregador en estos

mercados, y que esta cuestión debe trasladarse a MITERD, CNMC y al operador del mercado en los correspondientes procesos de consulta pública.

En este sentido, cabe señalar que el pasado 17 de marzo de 2026, el operador del mercado sacó a consulta pública su propuesta de adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados para la Participación del Agregador Independiente y esta consulta finaliza el próximo 17 de abril, tal y como se ha indicado con anterioridad.

Una vez se determine cómo se implementará la participación del agregador independiente en los mercados diario e intradiario, el operador del sistema, en coordinación con MITERD, CNMC y el operador del mercado, y teniendo en cuenta los comentarios recibidos de los participantes, revisará y, en su caso, propondrá las modificaciones necesarias en los procedimientos de operación en el marco de los procesos de consulta pública de ambos reguladores.

6.1.5 Participación del agregador independiente en restricciones técnicas.

Se han recibido dos comentarios solicitando que se aclare la posibilidad de participación del agregador independiente en el mercado de restricciones técnicas.

La participación en restricciones técnicas conlleva el establecimiento de limitaciones cuyo cumplimiento resulta imprescindible para garantizar la seguridad del sistema. Estas limitaciones tienen que ser tenidas en cuenta tanto en la presentación de ofertas al mercado intradiario por parte del comercializador que gestiona la compra de energía de un consumo, como en la presentación de ofertas por parte del agregador independiente que participara en restricciones técnicas, debiendo existir necesariamente una coordinación entre ambos, para evitar poner en riesgo la seguridad del sistema. En esta situación, se considera necesario que, en esta fase inicial, cuando una instalación de consumo participase en restricciones técnicas, la participación se realizara a través del comercializador, al igual que su participación en balance, para garantizar el cumplimiento de las limitaciones establecidas en su caso por seguridad.

6.2 Transferencia financiera y compensación

6.2.1 Referencia al término compensación en el RD 88/2026

Se han recibido nueve comentarios solicitando que, adicionalmente a la transferencia financiera asociada a la corrección del programa del comercializador, se debería incluir una compensación financiera de acuerdo con la propuesta de modificación de la EB GL publicada junto con la propuesta del NC DR. Adicionalmente, algunos participantes consideran que se ha interpretado incorrectamente el término "compensación" establecido en la DT3 del RD 88/2026 y que este término se correspondería con la citada compensación financiera de la EB GL sometida a consulta.

El operador del sistema considera que su interpretación es conforme al RD 88/2026. En este sentido, cabe considerar que la versión vigente de la EB GL no incluye ninguna referencia a los términos "corrección" y "compensación". Con el objeto de que la versión de Condiciones de Balance y de PPOO que se apruebe sea coherente con la recomendación de modificación de la EB GL propuesta por ACER junto con la propuesta de NC DR, se han incorporado los términos "corrección" y "compensación" usando la terminología propuesta en dicha recomendación, sin perjuicio de una posible revisión cuando finalmente se apruebe el texto definitivo de la EB GL.

De esta manera, en la propuesta consultada se han utilizado los términos de "corrección de desvío", que se corresponde con el término de "correction of the final position" y de "transferencia financiera" que se corresponde con "financial transfer" de la propuesta de modificación de EB GL. Estos términos se corresponden, respectivamente, con los términos de "corrección del desvío" y "compensación" contenidos en el RD 88/2026.

El término de "financial compensation" que aparece en la propuesta de modificación de EB GL, pendiente de análisis y aprobación por la Comisión Europea, tiene carácter potestativo para cada Estado Miembro. En la propuesta de modelo de agregación que se consulta, no se considera de aplicación este término de "financial compensation".

En este sentido, cabe señalar que el punto 4 de la DT3 del RD 88/2026 establece expresamente que la energía real de respuesta de la demanda producida fuera de los periodos de activación del agregador independiente no se tendrá en cuenta a los efectos de la compensación prevista en este apartado.

6.2.2 Coeficiente de compensación K

Se han recibido 22 comentarios solicitando la revisión del valor del coeficiente de compensación K. La mayoría de los participantes solicitan que su valor sea igual a 1, un participante propone que su valor sea superior a uno y otro participante que su valor sea mayor a uno si la activación es a subir y menor a uno si la activación es a bajar.

En respuesta a estos comentarios, cabe señalar que la introducción de un coeficiente K del precio marginal del Mercado Diario (PMD) se justifica normativamente por la existencia de una normativa de rango superior, el RD 88/2026, que así lo establece.

Por otra parte, cabe señalar que el PMD es una referencia de precio que no siempre refleja el coste real de la energía adquirida por el comercializador y consumidor directo, por lo que la opción de aplicar un porcentaje del 100% del PMD no siempre será neutra económicamente, pudiendo incluso beneficiar al comercializador o consumidor directo que haya adquirido la energía en los mercados a plazos o mediante contratación bilateral a un precio inferior al PMD.

No obstante, el operador del sistema comparte la opinión de que, en la medida en que este efecto pueda ser cuantificado, el comercializador o consumidor directo no debería verse afectado por la acción del agregador independiente.

Considerando lo anterior, en la propuesta enviada a la CNMC y el MITERD se elimina el valor de la K propuesto igual a 0,9 y se deja pendiente de su aprobación por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

En dos comentarios se solicita además que la referencia al PMD se sustituya por el término $P_m + T_a$ del PVPC. Otro comentario solicita que a este valor se añada el valor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) y el margen comercial.

En relación con estos comentarios, se considera que esta alegación deberá realizarse durante el proceso de audiencia pública de la resolución de la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo dispuesto en el apartado 4 de la DT3 del RD 88/2026.

6.2.3 Esquema de financiación de la transferencia financiera.

Se han recibido cuatro comentarios solicitando que la transferencia financiera no sea asumida por el agregador independiente y en su lugar, proponen que el coste sea mutualizado entre todas las comercializadoras, ya que, según estos participantes, se benefician directamente de la respuesta de la demanda a través de una menor exposición a precios altos, menor volatilidad y reducción de riesgos en su aprovisionamiento.

Según estos participantes, esta carga económica no puede imponerse al agregador independiente ya que no es de aplicación a la generación y, además, el coste de la transferencia financiera supondría una barrera de entrada insalvable para los agregadores independientes en los distintos mercados eléctricos.

Alegan además que el esquema de financiación propuesto por el operador del sistema, en el que el coste de la transferencia financiera es soportado por el agregador independiente, carece de argumentos justificativos y señalan que la compensación no debe entenderse como un pago por energía adquirida y no suministrada, argumentando que (se cita textualmente) *"cuando la energía generada no es suficiente para equilibrar la demanda, puede activarse energía adicional o, alternativamente, una reducción de la demanda; una opción sustituye a la otra. Lo mismo ocurre en el mercado mayorista; cuando se activa la respuesta de la demanda, esta actúa como una alternativa a la generación, es decir, en lugar de energía que no se compra. Por tanto, esa energía ni se compra, ni se genera, ni se consume: simplemente no existe."*

Por esta razón, la Directiva nunca se refiere a la compensación como un pago por energía (que no existe), sino por costes (que sí existen, en el caso de las comercializadoras de los consumidores participantes, debido a la corrección aplicada a su perímetro)".

A este respecto, en el ámbito de los mercados de balance, cabe indicar lo siguiente:

- Los participantes en el mercado titulares de unidades de programación de generación, o sus representantes, ofertan la energía producida por las instalaciones de las que son titulares o representantes, internalizando en sus ofertas los costes de producción asociados y obteniendo generalmente un precio más competitivo que el precio del mercado diario o intradiario.

En el caso equivalente de activación de energía a subir, el agregador independiente está ofertando un recurso que no es propio, ya que el consumo de sus clientes ha sido adquirido (en los mercados a plazo, mercado diario, intradiario o bien mediante contratación bilateral), por el comercializador responsable del suministro, conforme a la obligación de adquisición de la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones, establecida en el artículo 13 (aa) del RD 88/2026.

Por tanto, este operador no comparte la opinión de que la energía afectada por el agregador independiente en el caso de activación de energía a subir “ni se compra ni se genera, ni se consume”, ya que esa energía sí ha sido comprada por el comercializador a un coste igual al precio del mercado en el que se ha gestionado dicha compra.

Asimismo, siguiendo con la analogía de la generación, la oferta de activación de energía de balance del agregador independiente deberá internalizar los costes de activación, entre los que se encontraría el coste de la transferencia financiera, siendo su beneficio la diferencia entre el precio de la activación en los mercados de balance y precio del mercado diario.

- En relación con el esquema de financiación, el RD 88/2026 establece dos posibilidades: un esquema de liquidación centralizada que afecte al agregador independiente y el comercializador cuya energía programada haya sido posteriormente movilizada por el primero, o un esquema de compensación que mutualice el coste asociado al conjunto de compensaciones practicadas entre los sujetos del sistema eléctrico que se determinen.

Si bien es verdad que el esquema de mutualización beneficia el despliegue del agregador independiente, supone que el coste de la transferencia financiera pasa a ser asumido por los sujetos de liquidación del sistema eléctrico, que a su vez trasladarían el coste al consumidor final, participe o no en los servicios de respuesta de la demanda.

Por tanto, la elección de esta opción, que conlleva el encarecimiento del precio que paga el comercializador y consumidor directo y que se trasladaría al consumidor final, debería justificarse por una reducción en el precio final de la energía. No obstante, en ninguna de las alegaciones recibidas se justifica económicamente ni se aportan datos, que permitan valorar cuantitativamente los beneficios del agregador independiente en los mercados de balance, y en particular, la reducción efectiva del precio final de la energía que, por otra parte, en los mercados de balance, no revertiría en una reducción del precio de adquisición de energía, sino en una reducción del precio del desvío.

Es por ello por lo que la propuesta inicial del operador del sistema contemplaba un esquema de liquidación centralizada entre el agregador independiente y el comercializador.

No obstante, con el objeto de impulsar la figura del agregador independiente, se modifica la redacción para permitir una combinación de ambos modelos de financiación, en el que parte del

coste de la transferencia financiera sea asumido por el agregador independiente y el resto se reparta entre la demanda de comercializadores y consumidores directos en proporción a su consumo en barras de central. Se propone que el reparto sea equitativo entre ambas partes, no obstante, su valor será el que se determine por Resolución de la Secretaría de Estado. Asimismo, este coeficiente de reparto podría ser modificado igualmente por Resolución de la Secretaría de Estado.

6.3 Verificación del cumplimiento de los servicios de balance.

Se ha recibido un comentario del operador del mercado indicando que la definición del PHFC (Programa Horario de Funcionamiento tras el mercado intradiario continuo) establecida en el PO 3.1 debe permanecer inalterada y solicita utilizar otra nomenclatura en el caso del PO 14.4. Si bien este operador no considera que las fórmulas introducidas en el PO 14.4 alteren la definición del PHFC, que permanece tal y como está definido en el PO 3.1, se modifica la redacción del PO 14.4 para evitar confusiones o interpretaciones incorrectas del PHFC.

Por otra parte, se han recibido seis comentarios indicando que el uso del programa de referencia base (PRB) como PHFC del agregador independiente supone que el tratamiento que recibe un comercializador y un agregador no son idénticos a efectos de la validación de la activación del servicio, y solicitan que el cálculo sea igual para ambos participantes.

En respuesta a estos comentarios, cabe indicar que el PHFC es el programa de referencia actualmente empleado para validar no sólo las activaciones de balance, sino también el desvío o los redespachos por restricciones técnicas para todos los participantes en el mercado. En opinión de este operador, la opción de ajustar el PHFC del comercializador antes de una activación no puede aceptarse de ningún modo ya que las referencias en las fórmulas deben ser iguales, tal y como indican estos sujetos, para todos los participantes —generación, demanda y almacenamiento—, y para todos los cálculos, validación de la provisión de energía de mFRR y SRAD, y cálculo del desvío.

Precisamente, la particularidad o dificultad introducida con la figura del agregador independiente es que este participante no dispone de un programa final de referencia que permita validar el servicio y calcular su desvío. Por este motivo, se introduce este nuevo término llamado programa de referencia base (baseline en la normativa europea) para disponer de una referencia contra la que validar el servicio y calcular el desvío, de manera equivalente al uso del PHFC para el resto de los participantes.

El método de cálculo de esta referencia, tanto el modelo declarativo propuesto por el operador del sistema, como cualquier otra metodología de cálculo (basada en históricos, patrones de consumo, o medidas antes y/o después de los periodos de activación), no dejan de ser una estimación de algo que no se puede comprobar porque ese consumo, en los periodos de activación por balance a subir, nunca se llega a producir.

Si bien el objeto de cualquiera de estas metodologías es aproximarse lo más posible al consumo real que habrían tenido los clientes del agregador independiente en caso de no haber sido activados,

el hecho de que sean estimaciones, y no medidas de consumo reales, puede suponer en algunos casos un beneficio y en otros casos un perjuicio para el agregador.

Por tanto, este operador no comparte la opinión de que la metodología propuesta beneficie al agregador en el caso de la verificación del cumplimiento de los servicios de balance.

6.4 Garantías requeridas al agregador independiente

6.4.1 Garantías de operación básica e intramensual

Se han recibido 10 comentarios relativos a la garantía de operación básica e intramensual.

Cuatro de ellos proponen establecer mecanismos de ajuste automáticos de las garantías, que permitan adaptar las garantías mínimas de forma flexible y automática, sin que resulte necesario modificar el procedimiento de operación cada vez que se identifique dicha necesidad y tres de ellos solicitan una disminución de las garantías exigidas al agregador independiente.

Un participante solicita ampliar el período de riesgo cubierto por las garantías básicas de treinta y cuatro días a tres meses, así como que se contemple la figura del agregador independiente en el cálculo de la garantía intramensual establecido en el apartado 10.3 del PO 14.3; plantea asimismo la necesidad de aclarar el concepto de previsión de adquisición de energía del sujeto de agregación independiente, e indica (se cita textualmente) *que el precio medio aritmético que debe tomarse como referencia para el cálculo de la garantía de operación básica inicial debería ser, como mínimo, la K que se establezca en la liquidación de la transferencia financiera de la energía activada por un agregador independiente.*

En relación con el mecanismo de ajuste automático que proponen algunos sujetos, indicar que el PO 14.3 ya prevé una revisión trimestral de la garantía de operación básica y una revisión diaria mediante el seguimiento diario de garantías, por lo que no se considera necesario establecer un mecanismo específico para el agregador independiente.

Con respecto a la disminución de la garantía exigida, indicar que las garantías depositadas ante el operador del sistema sirven para cubrir el riesgo de impago de cualquier sujeto de liquidación por las obligaciones de pago derivadas de su participación en el mercado. Por tanto, el sujeto de liquidación del agregador independiente deberá hacerse responsable de sus obligaciones de pago ante el operador del sistema y depositar las garantías requeridas como cualquier otro sujeto de liquidación.

De igual manera que el sujeto de liquidación del agregador independiente deberá depositar garantías en los mismos términos que el resto de los sujetos de liquidación, lo deberá hacer en las mismas condiciones y por tanto no procede ampliar el periodo de riesgo cubierto de treinta y cuatro días a tres meses.

En cuanto a la inclusión del agregador independiente en el cálculo de la garantía intramensual establecido en el apartado 10.3 del PO 14.3, señalar que este apartado no está en vigor desde que se implementó de manera efectiva la garantía para acreditar la capacidad económica establecida

en el apartado 14 del PO 14.4. Por tanto, y para evitar confusiones, se procede a eliminar este apartado.

Respecto a la fórmula de la garantía de operación básica inicial se aclara que la previsión de adquisición de energía del sujeto de agregación independiente es la previsión de consumo elevado a barras de central de sus clientes y el precio a aplicar será conforme al valor que finalmente se apruebe por resolución de Secretaría de Estado para el reparto del coste de la transferencia financiera.

6.4.2 Suspensión en caso de incumplimiento de pago o insuficiencia de garantías

Un participante propone que el incumplimiento por parte de cualquier sujeto de liquidación de sus obligaciones de pago o de constitución de las garantías exigidas por el operador del sistema conlleve la suspensión automática de su participación como sujeto del mercado.

En respuesta a este comentario, cabe señalar que la potestad del operador del sistema para suspender provisionalmente a un sujeto de liquidación en caso de incumplimiento de obligaciones de pago o falta de prestación de la garantía ya está incluida en los apartados 13.1 y 13.2 del PO 14.3.

6.4.3 Paralización de captación de nuevos clientes del agregador independiente

Se ha recibido un comentario solicitando que se ponga a disposición de los distribuidores la información de los agregadores independientes que no tienen capacidad económica para evitar que incrementen su actividad.

A este respecto, hay que señalar que el requisito de capacidad económica de depositar las garantías que resulten exigibles ante el operador del sistema se encuentra en el artículo 14 del RD 88/2026 que establece específicamente los requisitos para el ejercicio de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Este requisito no está incluido en el artículo 23 del RD 88/2026 que establece los requisitos para el ejercicio de la actividad del agregador independiente.

Como consecuencia de lo anterior, al no disponerse en una norma de rango superior, se mantiene la redacción propuesta por el operador del sistema en el PO 10.11.

6.5 Programa de referencia base

6.5.1 Metodología de cálculo

Se han recibido comentarios de catorce participantes referentes al modelo de cálculo del programa de referencia base (PRB), de los cuales ocho proponen la modificación del modelo declarativo propuesto por el operador del sistema:

- Sustitución del envío de previsiones por parte del agregador independiente por un modelo de cálculo Ex-Post exclusivo realizado desde el operador del sistema.
- Habilitación por parte del operador del sistema de una librería de algoritmos en la cual los agregadores puedan seleccionar los de interés según la tipología de sus clientes y que estas metodologías propuestas sean las aplicadas en la actualidad en otros mercados europeos.
- Propuesta de las metodologías de cálculo del programa de referencia que los agregadores independientes consideren más adecuadas para que el operador del sistema las aplique.
- Utilización de la previsión de consumo enviada por los comercializadores, ya sea como previsión a utilizar o como elemento de comparación, contraste y ajuste de la previsión del agregador independiente.
- Incluir rampas de subida o perfiles dinámicos de consumo en la metodología propuesta.
- Modificación manual por parte del operador del sistema de la previsión del agregador independiente cuando observe valores anómalos.
- Eliminación del ajuste de la previsión realizada por el operador del sistema.

En respuesta a estas solicitudes, cabe señalar que la elección de esta propuesta por parte del operador del sistema se ha realizado una vez evaluadas otras alternativas utilizadas en otros países y podrá evolucionar en el futuro en función de la experiencia y necesidades que se planteen.

La propuesta de cálculo del programa de referencia base mediante un modelo declarativo con ajuste en base a la medida real, se fundamenta en los siguientes aspectos:

- Otorga la flexibilidad necesaria para que cada agregador independiente utilice y defina sus propios modelos de cálculo según la tipología de consumo de sus clientes, factores estacionales, de laboralidad o particularidades de sus propios clientes contratados, siendo por lo tanto válido para cualquier tipología o patrón de consumo.
- Es compatible con diferentes periodos de activación, permitiendo tanto periodos de activación prolongados como periodos de activación más cortos según decisión propia del modelo de cálculo de la previsión del agregador independiente.

Por tanto, el operador del sistema considera que el planteamiento realizado da respuesta al requerimiento de la DA2 dentro del marco establecido en el RD 88/2026.

Cuatro de los sujetos que han presentado comentarios al modelo de cálculo del PRB reclaman esfuerzos para evitar posibles ganancias indebidas (*windfall effects*) como consecuencia de la utilización de una previsión inadecuada para el recurso en cuestión, con el fin de preservar los principios relativos a la operación de los mercados de la electricidad.

Otros cuatro sujetos han indicado la posibilidad de que con la metodología de cálculo del PRB propuesta, el agregador pueda falsear o manipular su previsión para obtener beneficios sin realmente haber aportado la flexibilidad.

En respuesta a estos comentarios, cabe indicar que el ajuste de la previsión que aplicaría el operador del sistema para construir el PRB del agregador independiente tiene por objeto precisamente corregir los posibles errores, manipulación o infraprevisiones que señalan algunos sujetos.

Según indica uno de estos sujetos en sus comentarios, existe la posibilidad de que el agregador envíe de manera sistemática previsiones falseadas en todos los periodos excepto en el periodo inmediatamente anterior a la activación. No obstante, este comportamiento conllevaría un incumplimiento sistemático de la calidad de la previsión, lo que daría lugar a la aplicación de las correspondientes penalizaciones, actuando como un claro desincentivador de este tipo de prácticas. Asimismo, dicha hipótesis presupone que el agregador sabe con una antelación de al menos una hora cuando va a ser activado.

En el ejemplo aportado por algunos de estos participantes, si un agregador envía una previsión por valor de -40 MWh, cuando su consumo real es de -100 MWh, y se le asignan -60 MWh en el mercado de terciaria, el operador del sistema aplicará un ajuste a su previsión de -60 MWh (calculado como la diferencia entre el consumo y el programa en el periodo anterior) de manera que su PRB será de -100 MWh. Si como se indica en el ejemplo, los clientes del agregador no aumentan su consumo y permanecen consumiendo -100 MWh, la energía activada se calculará tomando como referencia el PRB, la energía activada es igual a $-100 \text{ MWh} - (-100 \text{ MWh}) = 0 \text{ MWh}$. Por tanto, tendrá un incumplimiento de 60 MWh y un desvío de 60 MWh, y no se aplicará corrección alguna al comercializador.

Adicionalmente, en respuesta al riesgo de envío de posibles previsiones falseadas, cabe destacar que el operador del sistema deba realizar la supervisión y monitorización del comportamiento de los participantes del mercado mayorista de la energía, entre los que se incluye la nueva figura del agregador independiente, de conformidad con el marco establecido en el Reglamento REMIT (UE) 1227/2011, modificado por el Reglamento (UE) 2024/1106 (REMIT II).

De acuerdo con el artículo 15 de dicho Reglamento, Red Eléctrica, en su condición de PPAT ("*Person Professionall Arranging Transactions*"), está obligada a informar a la autoridad reguladora de cualquier indicio sobre posibles infracciones relacionadas con el uso de información privilegiada (artículo 3) y/o con la manipulación de mercado (artículo 5) en el mercado mayorista de energía.

En líneas generales y según lo dispuesto en el artículo 2, se considera manipulación de mercado la realización de transacciones, órdenes de negociación u otros comportamientos relacionados con productos energéticos al por mayor que generen o puedan generar señales falsas o engañosas sobre la oferta, la demanda o los precios, fijando estos últimos a niveles artificiales mediante prácticas engañosas. También se considera manipulación, la difusión de información falsa o engañosa, cuando quien la divulga conoce o debería conocer su carácter engañoso.

En respuesta a otro sujeto que solicita la supresión del envío de la previsión desglosada por comercializador, se considera que el modelo requerido de corrección y compensación a las comercializadoras centralizado por las actuaciones del agregador independiente no sería viable si

no se dispusiese del desglose de la previsión establecido, ya que no podría realizarse un reparto fiable a dichas comercializadoras del impacto de los agregadores independientes en su cartera de clientes.

En relación con la solicitud de aclaración de la definición de los parámetros p y q del PO 10.14, por no precisar su alcance operativo, contenido temporal o la forma en la que deben interpretarse dentro del proceso de activación y cálculo del PRB, se procede a incorporar dicha aclaración en el citado PO 10.14.

En respuesta a la solicitud planteada de permitir contadores privados o *submeters*, el operador del sistema considera que dicho tipo de contadores no se encuentran actualmente contemplados en la regulación vigente, en concreto, tal y como se define en el *RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*.

Adicionalmente, tres participantes solicitan que se recoja el plazo específico para el envío de la previsión en el PO 10.14 o que sea de aplicación lo indicado en el PO 3.1 y un participante solicita que el agregador envíe sus previsiones con una antelación mínima de dos horas antes del inicio del periodo de la previsión enviada.

Tras evaluar los comentarios recibidos, se procede a incorporar la referencia explícita al PO 3.1 en el PO 10.14. En lo relativo a la antelación con la que el agregador independiente debe comunicar su previsión, se mantiene la antelación de una hora antes del inicio del periodo de activación del servicio, coincidiendo con el plazo que disponen los comercializadores y consumidores directos para modificar su programa de consumo en el mercado intradiario continuo.

6.5.2 Cálculo de la precisión de la previsión y penalización por calidad inadecuada de la previsión

Se han recibido cinco comentarios de agregadores independientes proponiendo la eliminación de la penalización por calidad inadecuada de la previsión, argumentando que esta penalización adicional es muy exigente y contraria a la Directiva 2019/944, constituyendo una barrera de entrada y de competencia, al ser el único agente de mercado sujeto a un riesgo sobre variables que no controla, más allá de los desvíos.

Asimismo, según algunos de estos participantes, la responsabilidad de enviar una previsión con el nivel de calidad requerido no debe recaer únicamente en el agregador, y otros proponen que estas penalizaciones sean gestionadas por el operador del sistema y no generen beneficios adicionales al comercializador. Adicionalmente, se señala la dificultad inherente a la previsión del consumo de sus clientes, tarea que, según indican, correspondería al comercializador. En este sentido, algunos participantes cuestionan que el destino del importe de dichas penalizaciones deba ser los comercializadores cuyos clientes han sido activados como consecuencia de la actuación del agregador independiente.

Por otro lado, se han recibido cuatro comentarios indicando que la penalización debería ser proporcional al error de la precisión. Dos participantes añaden que el precio de la penalización

debería ser la diferencia entre el precio del desvío y el PMD; otro participante indica que este precio debería ser el precio del desvío correspondiente en el período de programación y otro participante propone un escalado de la precisión exigida, desde el 60% durante el primer año hasta alcanzar el 80% en años sucesivos.

Tres participantes consideran que el porcentaje de penalización y el coeficiente de precisión son demasiado bajos, y que la liquidación de la precisión del agregador debería calcularse de forma equivalente al desvío del comercializador. Se han recibido asimismo tres comentarios indicando que el valor del PMD debería considerarse en valor absoluto, para evitar derechos de cobro en caso de precio negativo en el mercado diario.

Cinco participantes solicitan que la previsión utilizada para el cálculo de la precisión también sea enviada desagregada por comercializador, alegando que dicho cálculo debe realizarse para cada comercializada afectada de manera individual. Adicionalmente y en relación con los comentarios anteriores, se han recibido tres comentarios solicitando establecer que cuando la previsión agregada no sea equivalente a la previsión desagregada por comercializador se imponga un error igual a uno en dichos periodos.

Por último, se han recibido tres comentarios solicitando que en los procedimientos de operación se incluya la posibilidad de revisar la habilitación de los agregadores independientes que incurran de forma sistemática en una calidad inadecuada de sus previsiones, pudiendo dar lugar, en su caso, a su suspensión temporal o inhabilitación para participar en los servicios correspondientes.

En relación con la eliminación de la penalización por calidad inadecuada de la previsión, el operador del sistema considera que el seguimiento y penalización en caso de mala calidad de las previsiones enviadas por el agregador es imprescindible para el correcto funcionamiento de la metodología propuesta.

Este operador considera que el agregador debe conocer el consumo de sus clientes con la suficiente precisión como para poder poner a disposición, al menos en los mercados de balance, una flexibilidad real basada en patrones reales de consumo. Si, tal y como argumentan algunos agregadores, el agregador no tiene control sobre los consumos sus clientes, difícilmente podrá realizar ofertas con la fiabilidad requerida en los mercados de balance.

En cuanto a la cuantía de la penalización, la propuesta inicial consideraba una penalización del 10% del PMD, con el objeto de incentivar el envío de una buena previsión por parte del agregador, pero sin que la penalización suponga una barrera insalvable en el caso de una previsión inadecuada. No obstante, parece razonable vincular este porcentaje al error de la precisión, de manera que no se penalice por igual a un agregador con una precisión mensual del 89% y a otro con una precisión del 50%.

En relación con el precio a aplicar, se considera adecuado mantener la referencia al PMD en valor absoluto, evitando así tener un ingreso, en lugar de un pago, en caso de calidad inadecuada de la previsión.

De acuerdo con lo anterior, se modifica la propuesta inicial y se sustituye el valor del 0,1 por un valor igual a $1 - \text{PPrev AI}/100$ con un límite $\text{PPrev AI} = 50\%$, por debajo del cual este valor se mantendrá

igual a 0,5, quedando de esta manera limitada la penalización entre el 50% y el 90% del valor absoluto del PMD, si la precisión mensual (PPrev AI) es inferior al 90%.

Asimismo, y dado que tras este proceso de consulta se modifica el esquema de compensación de la transferencia financiera de acuerdo al apartado 6.2.3 de este informe, cabe revisar también el destino del importe del ingresos recibidos del agregador independiente por calidad inadecuada de la previsión, que pasará a minorar el coste de la financiación de la transferencia financiera asignado a la demanda en proporción a su consumo en barras de central en los periodos de activación de los agregadores independientes.

En relación con la modificación del envío de la previsión por comercializador y el establecimiento de un valor igual a uno cuando la previsión por comercializadora no sume lo mismo que la previsión agregada, se considera parcialmente la propuesta y se modifican el PO 10.14 y el PO 10.11 eliminando el envío de previsión por unidad del agregador. Se establece que habrá de enviarse durante todo el periodo de vigencia de la unidad la previsión desagregada por comercializadora, no siendo necesario por lo tanto realizar la comparación entre ambas previsiones.

En relación con el cálculo de la precisión de la previsión por comercializador a efectos de la penalización, este operador considera que la evaluación de la calidad de la previsión por agregador independiente debe realizarse por toda su cartera agregada, de la misma manera que se realiza la verificación del balance y la liquidación del desvío, sin perjuicio de que el operador del sistema pueda tomar las medidas oportunas en caso de detectarse una calidad inadecuada sistemática de las previsiones enviadas para determinados comercializadores.

Finalmente, en relación con la posibilidad de suspensión temporal o inhabilitación para participar en los servicios correspondientes por parte del operador del sistema en caso de previsión inadecuada recurrente, se considera que esta provisión ya está contemplada de manera general para cualquier proveedor de servicios de balance en el apartado 14 de las Condiciones de Balance.

En cualquier caso, esta potestad se limita a la participación del agregador en los mercados de balance, por lo que este operador considera conveniente incluir la posibilidad de inhabilitación o suspensión en la resolución de la Secretaría de Estado de Energía en la que se determine el Modelo de agregación, conforme a la DT3 del RD 88/2026.

6.5.3 Publicación de información a las comercializadoras

Se han recibido 15 comentarios solicitando la publicación de información relacionada con los procesos, cálculos y envíos de los agregadores independiente a los comercializadores afectados. En particular, se solicita publicar a las comercializadoras la siguiente información:

- Información de clientes de la comercializadora que disponen de un agregador independiente contratado.
- Información de clientes de la comercializadora activados por agregadores independientes.
- Previsión de consumo del agregador independiente por comercializadora y por unidad de agregador independiente.

- Programa de referencia base (PRB) calculado para los clientes de la cartera del comercializador asociado a cada agregador independiente.
- Precisión de la previsión de consumo por comercializador remitido por cada agregador independiente de su cartera tanto a nivel de comercializadora como a nivel de agregador independiente.
- Periodos en los que el agregador independiente ha sido activado para su cartera de clientes.
- Información en tiempo real o cuasi real sobre activaciones.
- Información sobre la evolución del consumo antes y después de la activación.
- Energía efectivamente activada por cada agregador independiente para cada comercializadora.

Tras la valoración de estos comentarios, se ha modificado el PO 10.11 para incluir la publicación a los comercializadores del programa de referencia base agregado para los periodos de integración que han activado sus clientes. Adicionalmente, el comercializador dispondrá de la energía efectivamente activada por los agregadores independientes en su cartera de clientes, así como de los periodos de integración de activación dentro del propio proceso de compensación y corrección.

El resto de información solicitada no está alineada con lo establecido en el RD 88/2026 respecto a la independencia del agregador independiente.

6.5.4 Anonimización de la información cruzada del Agregador Independiente

Se han recibido dos comentarios solicitando que los envíos de información cruzada que afectan a terceros participantes se realicen de manera anonimizada.

En respuesta a estos comentarios, se procede a incorporar dicha particularidad en el PO 10.11, de tal manera que la información que se envíe a los agregadores independientes respecto a la comercializadora de los consumidores con los que tienen contrato, sea información anonimizada.

6.5.5 Modificación del comportamiento de medidas de registrador para consumos tipo 4 y 5

Se han recibido seis comentarios en los que se solicita una justificación y aclaración sobre los motivos por los que los consumos correspondientes a los tipos 4 y 5 deben ser remitidos al operador del sistema de forma individualizada y conforme a los plazos actualmente establecidos para los tipos 1, 2 y 3.

En relación con estos comentarios, hay que indicar que la necesidad de disponer de las medidas de los tipos 4 y 5 de forma individualizada y con plazos equivalentes a los establecidos para los tipos

1, 2 y 3 se deriva de que dichas medidas individualizadas forman parte del proceso de cálculo del programa de referencia base asociado a cada cierre de energía. En este sentido, no resulta posible llevar a cabo dichos cálculos a partir de medidas agregadas.

Remarcar que la propuesta del operador del sistema no implica modificar las agregaciones de consumo. Las medidas de energía de un consumidor que pertenezca a un agregador independiente seguirán incorporándose por su encargado de lectura en la agregación de consumo correspondiente, según lo indicado en el PO 10.6.

Se ha recibido una consulta que indica que un tratamiento individualizado y con plazos más reducidos a los consumidores tipos 4 y 5 con agregador independiente supone un agravio comparativo para el resto de los consumidores y para sus comercializadores, por lo que se propone que se dé el mismo tratamiento para todos los consumidores, tengan o no un agregador independiente.

Tras la valoración de este comentario, se proponen los requisitos mínimos de granularidad y plazos imprescindibles para el correcto funcionamiento del nuevo servicio. No se entiende desde el operador del sistema que exista una discriminación para dichos tipos de clientes al tratarse de un servicio de carácter potestativo, y como tal, presenta requisitos específicos para su participación (como otros servicios potestativos del mercado).

6.5.6 Coeficientes para elevar a Barras de Central

Se han recibido tres comentarios solicitando aclaración del proceso y los coeficientes a utilizar por parte de los agregadores independientes para elevar sus previsiones de consumo a barras de central, así como los coeficientes que utilizará el operador del sistema para elevar la medida a barras de central para calcular el programa de referencia base y la energía efectivamente activada.

Como consecuencia de estos comentarios, se ha modificado la redacción del PO 10.14 para referenciar al Anexo II apartado g) del PO 14.4 en el cual se detalla el coeficiente a utilizar para elevar la medida a barras de central según la disponibilidad de cierres de medidas de consumo.

Adicionalmente, se incluye también en el PO 10.14 esta referencia en los envíos de la previsión de consumo que ha de realizar el agregador independiente, ya que solo estaba referenciado para el cálculo del mejor valor de medida de registrador.

Finalmente, se ha recibido un comentario solicitando que sea el operador del sistema el que eleve la previsión recibida a barras de central. En respuesta a este comentario, indicar que de manera equivalente a la adquisición de energía en los mercados en la que los comercializadores y consumidores directos compran la energía incluyendo las pérdidas, las previsiones enviadas por el agregador deben incluir las pérdidas. Adicionalmente, el envío de previsiones sin elevar a barras de central implicaría que el agregador independiente debería enviar sus previsiones desagregadas por comercializador y por peaje de acceso, lo que le supondría una complejidad adicional.

6.5.7 Objeciones de medidas

Se han recibido tres comentarios referidos al impacto de incorporar al agregador independiente en el proceso de objeciones de la medida (o que se le impida realizar el envío de objeciones), tanto para los consumidores de tipos 4 y 5, con relación a la resolución de objeciones con más de un participante y su notificación a todos los participantes.

Tras analizar el comentario recibido, en referencia a problemática de conflictos en la resolución cuando existan dos objeciones de distintos participantes para un mismo cliente, cabe indicar que el apartado 6.6 del PO 10.5 ya contempla esa situación - "El responsable de resolver las posibles objeciones es el encargado de la lectura".

Igualmente, y derivada de la consulta anterior, remarcar que el agregador independiente como participante del punto de medida, tiene los mismos derechos para presentar objeciones que la comercializadora, y por lo tanto el operador del sistema considera que se da cumplimiento con el párrafo anterior (múltiples orígenes, un único resolutor neutral), no contemplándose que sea únicamente la comercializadora la que disponga de la potestad para el envío de objeciones.

En referencia a la cuestión relacionada con que las objeciones de consumidores de tipo 4 y 5 sean enviadas de manera individualizada pudiendo afectar su resolución a la agregación a la que pertenecen, indicar que el recalcu y publicación de dicha información actualizada se contempla actualmente en el PO 10.5 sin necesidad de modificación específica por la adaptación del agregador independiente.

En referencia a la cuestión planteada de que, tras una objeción presentada por un agregador independiente, debe publicarse de nuevo la medida de la agregación y que el comercializador correspondiente debería tener opción a nueva revisión y objeción —para lo cual hay que informarle de que ha habido cambios en la medida—, desde el operador del sistema no se considera necesario modificar el proceso ya que actualmente todos los participantes de un punto de frontera afectados por una objeción son notificados de la medida al final del proceso de objeciones según se describe en el PO 10.5.

En referencia la cuestión de si está previsto que el agregador independiente pueda comunicar incidencias en la medida del periodo p-1, desde el operador del sistema se confirma que en el PO 10.5 el agregador independiente ya está incluido como participante del sistema de medidas, por lo que no aplica modificación del PO.

7 Otros cambios incluidos tras el proceso de consulta pública no relacionados con el agregador independiente

7.1.1 Plazos de reclamación PO 3.1 y PO 14.4

Durante el proceso de consulta pública, se ha detectado una incoherencia entre los plazos de reclamación establecidos en el apartado 2.4 del Anexo IV del procedimiento de operación 3.1 y los establecidos en el apartado 4.3 del procedimiento de operación 14.1:

- En el apartado 2.4 del Anexo IV del PO 3.1 se indica que en caso de que una reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el participante del mercado dispone de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma.
- En el apartado 4.3 del PO 14.1 se indica que en caso de que una reclamación haya sido resuelta como desestimada, el BRP dispone de un plazo de cinco días hábiles para aportar información adicional sobre la misma y el operador del sistema dispondrá de tres días hábiles para comunicar la resolución final de la reclamación al BRP que la presentó. En el caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el BRP dispone de cinco días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad, quedando la reclamación como cerrada con conformidad o disconformidad.

Por ello, se propone modificar estos apartados, estableciendo en ambos procedimientos que el plazo para que un participante pueda comunicar su conformidad o disconformidad cuando una reclamación haya sido resuelta como desestimada sea de cinco días hábiles, y estableciendo un plazo de cinco días hábiles del operador del sistema para comunicar la resolución final de la reclamación.

7.1.2 Garantías electrónicas en PO 14.3

Durante el proceso de consulta pública, se ha identificado la necesidad agilizar y mejorar la gestión de los avales o seguros de caución para aportación de garantías, avanzando de esta forma en el proceso de digitalización de todos los procesos administrativos de la economía en general y del sector financiero en particular, equiparando así la regulación de los instrumentos de aportación de garantías al operador del sistema con del operador del mercado, que ya incorpora en las Reglas del Mercado la obligación de que los avales y seguros de caución se constituyan en formato electrónico.

Por ello, se propone modificar el apartado 7.1 del PO 14.3 para determinar que las garantías depositadas por los Sujetos Liquidación al operador del sistema mediante avales o seguros de caución deberán emitirse en formato electrónico.

red eléctrica
Una empresa de Redeia