

Alegaciones: P.O.7.5. Servicio de respuesta activa de la demanda

[LINK](#)

11 de septiembre de 2025

Preámbulo y consideraciones previas de la Fundación Renovables

El contexto actual de urgente necesidad de descarbonizar el sistema eléctrico con la entrada masiva de renovable exige maximizar la flexibilidad del sistema, no solo mediante la entrada en operación o parada de grandes centrales de generación, sino aprovechando la potencia distribuida de demandas agregadas de hogares, pymes y comunidades energéticas. El Paquete de Energía Limpia de la UE, particularmente las Directivas (UE) 2019/944 y 2018/2001, establecen el **derecho de los consumidores a participar** en los diferentes mercados energéticos de manera activa y sus mecanismos de gestión.

Esta transición energética, como defendemos desde la Fundación Renovables, tiene que ser justa, inclusiva y distribuida con el mayor número de actores interaccionando con el sistema, sean por el lado de la oferta como de la demanda. Actualmente, el procedimiento P.O.7.5 establece barreras técnicas y administrativas que impiden participar a la mayoría de los consumidores pequeños, perpetuando un modelo centralizado que limita nuestra capacidad colectiva para gestionar la demanda de manera eficiente. Entre ellas, se destacan:

- **Tamaño mínimo elevado:** Aunque se permite agregación, cada unidad física debe tener $\geq 0,1$ MW de potencia contratada.
- **Requisitos de comunicación:** Obligación de intercambio en tiempo real de consumo neto a través de CCGD habilitados.
- **Complejidad administrativa:** Procesos de habilitación y alta de unidades complejos.
- **Tiempo de activación:** 12,5 minutos puede ser restrictivo para pequeños consumos residenciales.
- **Costes de entrada:** Infraestructura de comunicaciones y sistemas de medida.
- **Penalizaciones:** Factor de 1,5-2 por incumplimiento puede ser prohibitivo para pequeños actores.
- **Período de contratación:** 6 meses puede generar incertidumbre para consumidores domésticos.

Las propuestas de mejora deben permitir que diferentes actores, tanto particulares y privados pequeños consumidores, puedan participar activamente en el nuevo mecanismo para

beneficiarse (agregadores de la demanda vecinales, polígonos y comunidades energéticas). Además, tener en cuenta la ubicación física de los nodos para subastas diferenciadas. De esta manera, es posible crear el marco que permita la participación masiva de recursos distribuidos. Países como Reino Unido, Alemania y Francia ya han demostrado que la agregación de pequeñas demandas es técnicamente viable y económicamente beneficiosa para el conjunto del sistema. Muchas de las propuestas incluidas se basan en el marco desarrollado por Regulatory Assistance Project en su documento "[Enabling Distributed Demand-Side Flexibility](#)". Sobre los sistemas de comunicación para incorporar demandas agregadas de menor potencia, el [Open ADR 2.0b](#) es un estándar de comunicación abierto y seguro ampliamente utilizado para automatizar la respuesta a la demanda y gestionar los recursos energéticos distribuidos (DER). REST API es una arquitectura de comunicación (REST) que utiliza JSON para intercambio. Red Eléctrica ya lo emplea para [REData](#).

Cabe mencionar que las funciones del SRAD podrían terminar siendo redundantes con las funciones de las subastas del Mercado de Capacidad, anunciada su creación por el Gobierno para el segundo semestre, y cuyo borrador que se abrió a consulta pública incluía participación de sistemas de agregación de la demanda. Con el propósito de preservar la coherencia interna de esta propuesta y optimizar su alcance, la cuestión de este potencial solape ha quedado fuera de las consideraciones tomadas en estas alegaciones.

La creación del SRAD, basada en El Real Decreto-ley 17/2022, del 20 de septiembre, fue establecida en su disposición adicional primera y articuló el detalle técnico de funcionamiento del servicio en su Anexo II. Considerando las subastas de respuesta activa a la demanda celebradas desde 2022 hasta la actualidad, se prevé que la tendencia a futuro siga siendo de una creciente participación y volumen de potencia, manteniendo la evolución que se muestra a continuación:

Subasta (Año)	Nº Proveedores Ofertas	Nº Bloques Ofertas	Potencia Habilitada disponible (MW)	Potencia Asignada (MW)	Energía anual a reducir (GWh)	Retribución (€/MWh)
1ª (2022)	16	71	1351	497	1384,8	69,97
2ª (2023)	19	136	1373	609	3498,7	40,82
3ª (2024)	21	192	2018	1148	5017,9	56,43

1. Fuente: Redeia, ESIOs

Como se puede ver, existe una tendencia al alza en cuanto a potencia asignada y número de participantes. El aumento de la potencia habilitada y la frecuencia de las subastas de demanda, pasando de ser anuales a semestrales como se propone en el nuevo P.O.7.5, contribuirá a acelerar este crecimiento.

Esta previsible situación requiere que se instauren medidas que faciliten la participación de un mayor número y variedad de consumidores, especialmente los pequeños consumidores y comunidades energéticas, y garanticen una flexibilidad que les permita incorporarse al servicio de respuesta activa de la demanda de manera accesible.

Las modificaciones propuestas permitirán al P.O.7.5 evolucionar hacia un marco más inclusivo, abierto y flexible, alineado con los objetivos de la transición energética y las mejores prácticas

internacionales, manteniendo y aumentando al mismo tiempo la seguridad, fiabilidad del sistema eléctrico y reduciendo los costes. Así mismo, fomentará la innovación en modelos de negocio y tecnologías de gestión de la demanda y agregadores.

Alegaciones al texto

Apartado 3

Texto nuevo

Inclusión de la Figura de **Agregador de demanda**: Persona física o jurídica que agrupa múltiples instalaciones de demanda de pequeño tamaño para participar conjuntamente en los mercados de flexibilidad, actuando como interfaz única ante el Operador del Sistema.

Justificación

La creación de la figura del agregador de la demanda facilita la participación del pequeño consumidor en el servicio de respuesta activa de la demanda y simplifica las gestiones necesarias para un gran número de consumidores, favoreciendo su acceso al sistema.

Apartado 4

Texto original

El producto específico de respuesta activa de la demanda se define como la variación de potencia activa a subir que puede realizar una unidad de programación en un tiempo inferior o igual a 12,5 minutos desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida durante dos horas consecutivas al día.

Modificación

El producto específico de respuesta activa de la demanda se define como la variación de potencia activa a subir que puede realizar una unidad de programación en un tiempo **máximo a determinar según la siguiente escala, incluyendo el tiempo** ~~inferior o igual a 12,5 minutos~~ desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida durante dos horas consecutivas al día:

- Categoría A: Para unidades de programación con potencia superior a 1 MW el preaviso de activación será de 12,5 minutos.
- Categoría B: Para unidades de programación con potencia entre 0,1 MW y 1 MW el preaviso de activación será de 30 minutos.
- Categoría C: Para unidades de programación con potencia entre 0,05 MW y 0,1 MW gestionadas por agregadores certificados el preaviso de activación será de 45 minutos.

Justificación

Un límite rígido de 12,5 minutos puede no ser adecuado para todos los tipos de consumo, especialmente para pequeñas potencias agregadas. El sistema de categorías propuesto, que desglosa el plazo de reducción de potencia en base al procedimiento de comunicación, permite adjudicar tiempos de reacción mayores a los pequeños consumidores, que son quienes más podrían necesitarlo. Este sistema es el mismo que también se ha recomendado para otros apartados del P.O.7.5.

Apartado 5

Texto original

a) Cada unidad de programación proveedora del servicio estará integrada por una o más unidades físicas. Asimismo, una unidad física se corresponderá:

- Con cada instalación de demanda de potencia contratada en al menos uno de los periodos de contratación mayor a 1 MW, o

- Con un único conjunto de instalaciones de demanda de potencia contratada en todos los periodos de contratación menor o igual a 1 MW que agregadas tengan una potencia contratada mayor o igual a 0,1 MW.

-Cada unidad física estará compuesta por los Códigos Universales de Punto de Suministro (CUPS) de los que disponga la instalación o las instalaciones de demanda.

b) Cada unidad de programación proveedora del servicio deberá acreditar una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW en los periodos de prestación del servicio.

d) Cada unidad de programación proveedora del servicio y cada unidad física integrada en la misma intercambiarán información en tiempo real con el operador del sistema a través de un Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) habilitado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en el procedimiento de operación 9.2. La solicitud al OS del intercambio de información se debe realizar al menos 10 días hábiles antes del primer día del periodo de prestación del servicio.

Las instalaciones de demanda que formen parte de un autoconsumo cuya generación no esté obligada a intercambiar información en tiempo real con el operador del sistema a través de un CCGD deberán intercambiar información en tiempo real del consumo neto de la instalación, que se corresponde con el consumo tomado de la red, asociado al programa de su unidad de programación.

El OS enviará al gestor de la red de distribución la información en tiempo real de las unidades de programación y unidades físicas proveedoras del servicio que integren únicamente instalaciones conectadas a su red o a su red observable, previa petición del gestor de la red de distribución.

e) El OS otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación con las instalaciones que cumplan con los requisitos anteriormente especificados a excepción del requisito d), cuyo cumplimiento será obligatorio a partir del primer día del periodo de prestación del servicio. Estas unidades de programación habilitadas como proveedoras de este servicio podrán presentar ofertas, teniendo en cuenta los términos establecidos en este procedimiento.

Los proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda podrán en cualquier momento solicitar al OS participar en el proceso de solución de restricciones técnicas y en los servicios estándar de balance. Una vez que estén participando en restricciones técnicas o habilitados en alguno de los servicios estándar de balance automáticamente dejarán de ser proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda sin penalización alguna, si bien dejarán de percibir la retribución correspondiente a la potencia y al periodo del servicio de respuesta activa de la demanda que hayan dejado de prestar. De igual forma, se podrá solicitar dejar de participar en el proceso de solución de restricciones técnicas y en los servicios de balance para pasar a proveer el servicio de respuesta activa de la demanda.

Modificación

a) Cada unidad de programación proveedora del servicio estará integrada por una o más unidades físicas. Asimismo, una unidad física se corresponderá:

- Con cada instalación de demanda de potencia contratada en al menos uno de los periodos de contratación mayor a **0,1 MW** ~~1 MW~~, o

- Con un único conjunto de instalaciones de demanda de potencia contratada en todos los periodos de contratación menor o igual a **0,1 MW** ~~1 MW~~ que agregadas tengan una potencia contratada mayor o igual a **0,05 MW** ~~0,1 MW~~, siempre que sean gestionados por un agregador certificado.

-Cada unidad física estará compuesta por los Códigos Universales de Punto de Suministro (CUPS) de los que disponga la instalación o las instalaciones de demanda.

b) Cada unidad de programación proveedora del servicio deberá acreditar una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW en los periodos de prestación del servicio.

d) Cada unidad de programación proveedora del servicio y cada unidad física integrada en la misma intercambiarán información en tiempo real con el operador del sistema a través de un Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) habilitado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en el procedimiento de operación 9.2. **Para instalaciones de demanda con potencia agregada inferior a 1 MW, se permitirá el intercambio de información a través de plataformas digitales que cumplan con el estándar OpenADR 2.0b, protocolos ligeros como MQTT o REST APIs, en lugar de requerir un CCGD específico. El OS publicará las especificaciones técnicas para estas comunicaciones alternativas.** La solicitud al OS del intercambio de información se debe realizar al menos 10 días hábiles antes del primer día del periodo de prestación del servicio.

e) El OS otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación con las instalaciones que cumplan con los requisitos anteriormente especificados a excepción del requisito d), cuyo cumplimiento será obligatorio a partir del primer día del periodo de prestación del servicio. Estas unidades de programación habilitadas como proveedoras de este servicio podrán presentar ofertas, teniendo en cuenta los términos establecidos en este procedimiento.

Los proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda podrán en cualquier momento solicitar al OS participar en el proceso de solución de restricciones técnicas y en los servicios estándar de balance. Una vez que estén participando en restricciones técnicas o habilitados en alguno de los servicios estándar de balance automáticamente dejarán de ser proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda sin penalización alguna, si bien dejarán de percibir la retribución correspondiente a la potencia y al periodo del servicio de respuesta activa de la demanda que hayan dejado de prestar. De igual forma, se podrá solicitar dejar de participar en el proceso de solución de restricciones técnicas, **las subastas en los mercados de capacidad** y en los servicios de balance para pasar a proveer el servicio de respuesta activa de la demanda.

f) Para unidades de programación que agreguen recursos inferiores a 0,1 MW, se establecerá un procedimiento simplificado de habilitación que permita: Utilización de plataformas digitales estandarizadas para el intercambio de información, telemedida mediante contadores inteligentes existentes, y periodos de prueba sin penalizaciones durante los primeros 3 meses de operación

Justificación

En 2024, el tamaño medio de las instalaciones de autoconsumo residencial fue de 4,7 kW. Aunque la capacidad media para las instalaciones industriales ha alcanzado los 180 kW en el mismo año, esta cifra media era de 90 kW en 2023 y 70 kW en 2022. Por lo tanto, existe una gran mayoría de instalaciones que presentan consumos menores a los 0,1 MW fijados como umbral mínimo de participación en las subastas de demanda.

Aunque se permite agregación, cada unidad física debe tener $\geq 0,1$ MW de potencia contratada, lo cual es una potencia elevada que restringe el acceso al mecanismo. Los avances en tecnología IoT y edge computing permiten monitorizar y agregar consumos de manera eficiente a partir de 100 kW. De esta manera, un agregador puede combinar 100 viviendas con calefacción eléctrica (1 kW cada una) o 10 PYMEs con 10 kW de consumo base.

Los sistemas de control y telemedida actuales están diseñados para grandes consumidores industriales. La infraestructura de comunicación (CCGD) y los protocolos de intercambio de datos (ej. IEC 61850, OpenADR) requieren una potencia mínima para ser económicamente viables. Por esta razón, los protocolos ligeros como **MQTT o REST APIs** de comunicación pueden utilizarse para telemedida a bajo coste para sistemas y agregaciones con baja potencia contratada. En el caso de Open ADR, se emplea en algunos casos en Reino Unido para agregar recursos de demanda de más de 50 kW, utilizado para la respuesta automatizada a la demanda (ADR) en programas de gestión de la demanda, que se basan en acuerdos preexistentes entre las empresas de servicios públicos y los clientes.

Apartado 6

Texto original

Con una antelación de al menos veinte días hábiles con respecto a la fecha de realización de la subasta para la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda, el OS publicará en su web pública, la siguiente información:

- Fecha de realización de la subasta.

Modificación

Con una antelación de al menos veinte días hábiles con respecto a la fecha de realización de la subasta para la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda, el OS publicará en su web pública, la siguiente información:

- Fecha de realización de la subasta.

- Tipología de la subasta. Categoría A: > 1 MW, Categoría B: 0,1 MW - 1 MW, Categoría C: 0,05 MW-0,1 MW

Justificación

Este sistema de categorías se considera adecuado como marco global para muchas de las alegaciones aquí recogidas, como forma de facilitar la participación del pequeño consumidor en el sistema de respuesta activa de la demanda.

Apartado 7

Texto original

La asignación del servicio de respuesta activa de la demanda se realizará a través de un proceso de subasta telemática con sobre cerrado, en el que se aplicará el método de asignación de precio marginal y será gestionado por el OS.

Modificación

La asignación del servicio de respuesta activa de la demanda se realizará a través de un proceso de subasta telemática con sobre cerrado, en el que se aplicará el método de asignación de precio marginal y será gestionado por el OS, **que incluirá tres categorías diferenciadas:**

- **Categoría A: Para unidades de programación con potencia superior a 1 MW**
- **Categoría B: Para unidades de programación con potencia entre 0,1 MW y 1 MW**
- **Categoría C: Para unidades de programación con potencia entre 0,05 MW y 0,1 MW gestionadas por agregadores certificados**

Cada categoría tendrá requisitos técnicos y plazos adaptados a sus características delimitados por el OS.

Justificación

En 2024, el tamaño medio de las instalaciones de autoconsumo residencial fue de 4,7 kW. Aunque la capacidad media para las instalaciones industriales ha alcanzado los 180 kW en el mismo año, esta cifra media era de 90 kW en 2023 y 70 kW en 2022. Por lo tanto, existe una gran mayoría de instalaciones que presentan consumos menores a los 0,1 MW fijados como umbral mínimo de participación en las subastas de demanda. Este sistema de categorías se considera adecuado como marco global para muchas de las alegaciones aquí recogidas, como forma de facilitar la participación del pequeño consumidor en el sistema de respuesta activa de la demanda.

Apartado 7.1

Texto original

Cada oferta podrá contener como máximo 50 bloques, los cuales podrán ser divisibles o indivisibles. El valor mínimo de potencia ofertado por cada bloque será de 1 MW. Los bloques divisibles podrán ser reducidos en su valor de potencia ofertada en el proceso de asignación durante la subasta.

Modificación

Cada oferta podrá contener como máximo 50 bloques, los cuales podrán ser divisibles o indivisibles. El valor mínimo de potencia ofertado por cada bloque será de 1 MW. Los bloques divisibles podrán ser reducidos en su valor de potencia ofertada en el proceso de asignación durante la subasta.

Para las categorías B y C de la escala presentada en otros apartados, el valor mínimo de potencia ofertado por cada bloque será de 0,1 MW. Los participantes en estas categorías podrán presentar ofertas con un preaviso de activación más amplio, en lugar de 12,5 minutos, como se muestra a continuación:

- Categoría A: Para unidades de programación con potencia superior a 1 MW el preaviso de activación será de 12,5 minutos.
- Categoría B: Para unidades de programación con potencia entre 0,1 MW y 1 MW el preaviso de activación será de 30 minutos.
- Categoría C: Para unidades de programación con potencia entre 0,05 MW y 0,1 MW gestionadas por agregadores certificados el preaviso de activación será de 45 minutos.

Justificación

Se destaca la necesidad de reducir el valor mínimo de potencia de un bloque para poder participar en el servicio de respuesta activa de la demanda, con el objetivo de incluir a los pequeños consumidores a través de consumo agregado. En cuanto a el plazo de tiempo para ejecutar las reducciones de potencia, un límite rígido de 12,5 minutos puede no ser adecuado para todos los tipos de consumo, especialmente para pequeñas potencias agregadas. El sistema de categorías propuesto, que desglosa el plazo de reducción de potencia en base al

procedimiento de comunicación, permite adjudicar tiempos de reacción mayores a los pequeños consumidores, que son quienes más podrían necesitarlo. Este sistema es el mismo que también se ha recomendado para otros apartados del P.O.7.5.

Además, en colaboración con entidades de agregación de demanda, OS debe crear una entidad de "Agregadores Certificados" que representen a comunidades energéticas y pequeños consumidores, con requisitos técnicos adaptados para cumplir con los requisitos de participación de las categorías B y C.

Apartado 7.8 NUEVO

Nuevo texto

7.8. Subastas específicas para agregadores y comunidades energéticas (Categoría C)

El OS organizará subastas específicas para recursos agregados con las siguientes características:

- Frecuencia trimestral en lugar de semestral
- Productos de flexibilidad de menor duración (mínimo 1 hora en lugar de 3 horas)
- Mecanismo de recualificación simplificado
- Preaviso de activación de 30 minutos
- Penalizaciones adaptadas al perfil de recursos distribuidos

Justificación

Esta adición al P.O.7.5 tiene el objetivo de facilitar la participación de el pequeño consumidor y las comunidades energéticas en el servicio de respuesta activa de la demanda a través del consumo agregado, ya que su perfil de consumo puede requerir una mayor flexibilidad que la permitida por el texto actual.

Apartado 8

Texto original

La activación del servicio de respuesta activa de la demanda será realizada por el OS por unidad de programación, mediante el establecimiento de turnos rotatorios. Dicha activación será realizada mediante el envío de una consigna desde el OS a los Centros de Control de Generación y Demanda (CCGD) de cada unidad de programación.

El OS comunicará al gestor de la red de distribución las instalaciones activadas conectadas a su red o a su red observable.

El intercambio de información en tiempo real con el OS se llevará a cabo a través de los CCGD utilizando los enlaces de comunicaciones conforme a lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE)

2017/1485 y en la especificación técnica que lo desarrolla. Los CCGD deberán disponer de rol CECRE y estar habilitados para la recepción de consignas.

Cada unidad física que forma parte de la unidad de programación proveedora del servicio deberá enviar las telemidas que le resulten de aplicación conforme al P.O. 9.2, incluyendo en todo caso la telemida de potencia activa (valor real con bit de calidad).

La unidad de programación deberá dar de alta una señal de consigna a través de la cual se notificará la activación en el servicio (valor real con bit de calidad). Se recibirá un valor 1 para la activación o un valor 0 para la desactivación. También deberá dar de alta cada unidad de programación una señal de confirmación de recepción de la señal de consigna enviada por el OS. Esta señal debe de ser del mismo tipo de la enviada por el OS y con el mismo valor, si se recibe un 0 tiene que devolver 0 y si se recibe un 1 tiene que devolver un 1.

Desde que se envía la consigna a través de los enlaces de comunicaciones, cada unidad de programación dispone de 12,5 minutos para ejecutar la reducción de potencia asignada en la subasta. La hora y minuto de inicio de la activación será 12,5 minutos después de la hora y minuto de envío de la consigna, redondeándose al inicio del minuto inmediatamente posterior, salvo en caso de que la orden se envíe en el segundo 00.

Modificación:

La activación del servicio de respuesta activa de la demanda será realizada por el OS por unidad de programación, mediante el establecimiento de turnos rotatorios. Dicha activación será realizada mediante el envío de una consigna desde el OS a los Centros de Control de Generación y Demanda (CCGD) de cada unidad de programación.

El OS comunicará al gestor de la red de distribución las instalaciones activadas conectadas a su red o a su red observable.

El intercambio de información en tiempo real con el OS se llevará a cabo a través de los CCGD utilizando los enlaces de comunicaciones conforme a lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en la especificación técnica que lo desarrolla. Los CCGD deberán disponer de rol CECRE y estar habilitados para la recepción de consignas.

Para instalaciones de demanda con potencia agregada inferior a 1 MW, se permitirá el intercambio de información a través de plataformas digitales que cumplan con el estándar OpenADR 2.0b, protocolos ligeros como MQTT o REST APIs, en lugar de requerir un CCGD específico. El OS publicará las especificaciones técnicas para estas comunicaciones alternativas.

Cada unidad física que forma parte de la unidad de programación proveedora del servicio deberá enviar las telemidas que le resulten de aplicación conforme al P.O. 9.2, incluyendo en todo caso la telemida de potencia activa (valor real con bit de calidad). **En el caso de que no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía, esta medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente.**

La unidad de programación deberá dar de alta una señal de consigna a través de la cual se notificará la activación en el servicio (valor real con bit de calidad). Se recibirá un valor 1 para la activación o un valor 0 para la desactivación. También deberá dar de alta cada unidad de programación una señal de confirmación de recepción de la señal de consigna enviada por el OS. Esta señal debe de ser del mismo tipo de la enviada por el OS y con el mismo valor, si se recibe un 0 tiene que devolver 0 y si se recibe un 1 tiene que devolver un 1.

Desde que se envía la consigna a través de los enlaces de comunicaciones, cada unidad de programación dispone de **un tiempo máximo a determinar según la siguiente escala** ~~12,5 minutos~~ para ejecutar la reducción de potencia asignada en la subasta. La hora y minuto de inicio de la activación será de **ese número de minutos** ~~12,5 minutos~~ después de la hora y minuto de envío de la consigna, redondeándose al inicio del minuto inmediatamente posterior, salvo en caso de que la orden se envíe en el segundo 00.

- **Categoría A:** Para unidades de programación con potencia superior a 1 MW el preaviso de activación será de 12,5 minutos.
- **Categoría B:** Para unidades de programación con potencia entre 0,1 MW y 1 MW el preaviso de activación será de 30 minutos.
- **Categoría C:** Para unidades de programación con potencia entre 0,05 MW y 0,1 MW gestionadas por agregadores certificados el preaviso de activación será de 45 minutos.

Justificación

Implementar sistema de comunicación escalonado para incluir a demandas agregadas de pequeño tamaño:

- **Nivel 1:** Comunicación directa para grandes consumidores (actual)
- **Nivel 2:** Comunicación vía agregador certificado para medianos. Implementar **API estándar para agregadores** (ej. OpenADR 2.0b) para intercambio de datos y consignas.
- **Nivel 3:** Comunicación simplificada vía plataforma digital para pequeños Desarrollar una **plataforma cloud-based** para pequeños consumidores que cumpla con los estándares de seguridad y latencia requeridos.

Utilizar **medidores inteligentes existentes (ej. contadores 2.0D)** para evitar duplicidad de infraestructura.

En cuanto a el plazo de tiempo para ejecutar las reducciones de potencia, un límite rígido de 12,5 minutos puede no ser adecuado para todos los tipos de consumo, especialmente para pequeñas potencias agregadas. El sistema de categorías propuesto, que desglosa el plazo de reducción de potencia en base al procedimiento de comunicación, permite adjudicar tiempos de reacción mayores a los pequeños consumidores, que son quienes más podrían necesitarlo. Este sistema es el mismo que también se ha recomendado para otros apartados del P.O.7.5.

Apartado 11.1

Texto original

La potencia asignada a las distintas unidades de programación será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

En el caso de que una unidad de programación proveedora del servicio de respuesta activa de la demanda incumpla el consumo necesario para la provisión de este servicio, la potencia incumplida calculada conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4 será valorada al precio marginal de asignación multiplicado por un coeficiente de 1,5 ó 1, según corresponda.

Modificación

La potencia asignada a las distintas unidades de programación será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

En el caso de que una unidad de programación proveedora del servicio de respuesta activa de la demanda incumpla el consumo necesario para la provisión de este servicio, la potencia incumplida calculada conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4 será valorada al precio marginal de asignación multiplicado por un coeficiente **de 1,5-2 si la potencia es mayor a 10 MW; 1,2-1,5 si la potencia es 1-10 MW; y 1,1-1,2 si la potencia es menor que 1 MW.**

Justificación

Creación de escala de penalizaciones con diferencial de coeficientes en función del tamaño para que se exijan menos penalizaciones a potencias más bajas en caso de incumplimiento.

Apartado 11.2

Texto original

El OS verificará, el cumplimiento de la provisión al sistema de la energía asignada por el servicio de respuesta activa de la demanda de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 14.4. En el caso de que la activación de energía a subir provista de forma efectiva al sistema sea inferior a la requerida, la energía incumplida será valorada al máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación en el que se realiza la activación del servicio, multiplicado por un coeficiente igual a 2.

Modificación

El OS verificará, el cumplimiento de la provisión al sistema de la energía asignada por el servicio de respuesta activa de la demanda de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 14.4. En el caso de que la activación de energía a subir provista de forma efectiva al sistema sea inferior a la requerida, la energía incumplida será valorada al máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación en el que se realiza la activación del servicio, multiplicado por un coeficiente

igual a 2 de 1,5-2 si la potencia es mayor a 10 MW; 1,2-1,5 si la potencia es 1-10 MW; y 1,1-1,2 si la potencia es menor que 1 MW.

Justificación

Creación de escala de penalizaciones con diferencial de coeficientes en función del tamaño para que se exijan menos penalizaciones a potencias más bajas en caso de incumplimiento.

