



*Grupo Red Eléctrica*

## **Propuesta de modificación del P.O. 9.2, del P.O. 3.8 y de apartados de otros PP00 (Anexo II del 3.1, 3.6 y 9.1)**

Informe justificativo

Dirección General de Operación

Abril 2021

# Índice

1. Introducción .....	1
2. Objeto.....	2
3. Propuesta de procedimientos de operación.....	2
3.1. Procedimiento de Operación 9.2 .....	2
3.2. Procedimiento de Operación 3.8 .....	5
3.3. Anexo II del Procedimiento de Operación 3.1.....	6
3.4. Procedimiento de Operación 3.6 .....	8
3.5. Procedimiento de Operación 9.1.....	9
ANEXO I – Nueva organización de las unidades físicas de generación y requisitos asociados al envío de la telemedida.....	13



## 1. Introducción

---

El Procedimiento de Operación (P.O.) 9.2, sobre el intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, fue aprobado mediante Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC). En el apartado segundo de dicha Resolución se establecía un requerimiento al operador del sistema para que realizara una revisión del P.O. 9.2, concretamente de los criterios de validación de la calidad de la telemida, de las penalizaciones por incumplimiento del envío de la información en tiempo real y del modelo operativo de la hibridación. Para dar cumplimiento a dicho mandato, el OS ha elaborado la nueva propuesta de P.O. 9.2 a la que acompaña el presente informe justificativo.

### Segundo.

**Requerir al Operador del Sistema la publicación y mantenimiento en su página web de la versión más actualizada del documento «Especificación técnica: Enlaces para el intercambio de información en tiempo real con el OS», así como la realización de una propuesta revisando los criterios de validación de la calidad de la telemida, las penalizaciones por incumplimiento del envío de la información y el modelo operativo de la hibridación.**

Pese a que la revisión de los criterios previamente mencionados se ha realizado sobre la nueva propuesta de P.O. 9.2, los criterios asociados a la validación de la adscripción a un centro de control de generación y demanda (CC-GD) han quedado recogidos en el P.O. 3.8, al ser el procedimiento por el que se establecen las pruebas de control de producción que deben superar todas aquellas instalaciones que tienen obligación de adscripción a un CC-GD. Otros cambios no asociados a la Resolución de la CNMC pero que el OS considera necesarios conforme a los criterios que se detallan en el apartado 3 de este informe, también se han incluido en la propuesta de P.O. 3.8, tales como la inclusión de las pruebas de validación de mínimo técnico o la adaptación del procedimiento a la normativa en vigor, entre otros.

Por otro lado, el pasado mes de noviembre de 2020 el OS sometió a consulta pública la nueva propuesta de procedimiento de operación 7.4, por la que se establece el nuevo servicio de control de tensión. Este nuevo servicio requiere la adaptación de algunos procedimientos de operación para permitir su correcta y completa implantación, entre otros, algunos apartados de los PP.00 3.6 y 9.1, que acompañan al P.O. 9.2 en esta consulta pública, y el propio P.O. 9.2.

Con el objetivo de dar coherencia al modelo de intercambio de datos en tiempo real con el OS y evitar discrepancias entre la organización de las unidades físicas y los requerimientos de telemidas de todas aquellas instalaciones que forman parte de dichas unidades físicas, de acuerdo a lo establecido en la nueva propuesta de P.O. 9.2, se propone también una modificación del Anexo II del P.O. 3.1. Para mayor detalle, se incluye en el presente informe un Anexo I en el que se presentan los diferentes casos en línea con los cambios introducidos.

En relación a las penalizaciones asociadas a las obligaciones de intercambio de información (tanto de calidad de la telemida de potencia activa y potencia reactiva, y de obligación de envío de telemida cuyos criterios de incumplimiento se proponen en el P.O. 9.2; como las de adscripción a centro de control cuyos criterios de incumplimiento se proponen en el P.O. 3.8), no se realiza una propuesta de detalle en este paquete de procedimientos de operación sometidos a consulta pública, sino que se hace indica que las penalizaciones aplicables serán las que se establezcan en la normativa correspondiente. En caso de que se establezca que dicha penalización la deba liquidar el operador del sistema, será necesario realizar una modificación del P.O. 14.4. En cualquier caso, hasta que se aprueben dichas penalizaciones, seguirán resultando de aplicación los procesos que se utilizan actualmente.

En consecuencia, se remite para consulta pública el P.O. 9.2 completo, el P.O. 3.8 completo y los apartados concretos de los PP.00. 3.6, 9.1 y Anexo II del P.O. 3.1 cuyas modificaciones se detallan en el presente informe.



## 2. Objeto

---

El presente documento tiene como objeto facilitar la lectura de las modificaciones propuestas en los PP.00. indicados en el apartado 1 del presente informe, así como justificar los cambios propuestos por el operador del sistema en dichos procedimientos. En el caso de los PP.00. 9.2 y 3.8, al tratarse de una revisión general de los mismos, se incluyen los textos completos como documentos separados. En caso de que existan discrepancias entre lo indicado en el presente informe y lo establecido en la propuesta de P.O. 9.2 o de P.O. 3.8 prevalecerá lo recogido en dichas propuestas de procedimientos.

## 3. Propuesta de procedimientos de operación

---

En los siguientes apartados se describen las modificaciones propuestas para cada uno de los procedimientos de operación sometidos a consulta pública.

### 3.1. Procedimiento de Operación 9.2

---

La propuesta de modificación de este procedimiento de operación recoge las siguientes novedades:

- Se modifica el apartado 1, sobre el objeto del procedimiento, para incluir los criterios de incumplimiento asociados a las obligaciones de envío de información, en línea con el requerimiento de la Resolución de la CNMC; así como la validación de la calidad de la telemidada de potencia reactiva para implementar correctamente el nuevo servicio de control de tensión.
- Se aclara en el apartado 3, sobre el ámbito de aplicación del procedimiento, que el umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485 para las instalaciones de producción también resultará de aplicación a las instalaciones de almacenamiento.
- Se modifica el apartado 7, que pasa a denominarse “Consideraciones sobre el envío de información en tiempo real”. En el apartado 7.1 se incluyen las siguientes modificaciones:
  - Se aclara el punto eléctrico donde se debe recibir la telemidada, incluyéndose una definición de *barras de central a efectos de remisión de la telemidada*. Dicha definición ya se había incluido en la propuesta de modificación de P.O. 7.4 que se sometió a consulta pública en diciembre de 2020, pero se ha considerado más coherente trasladarla al P.O. 9.2 para recoger todos los aspectos relacionados con las telemidas (tanto de potencia activa como de potencia reactiva) en el mismo procedimiento. Se incluyen asimismo excepciones en caso de imposibilidad técnica de remitir la telemidada en barras de central o para aquellas instalaciones que no participan en el servicio de control de tensión.
  - Se incluyen varios párrafos aclaratorios sobre los requisitos de envío de telemidada de manera individual o conjunta con otras instalaciones, tanto para instalaciones de generación como para instalaciones de demanda o de almacenamiento, en función de la potencia de la instalación. Con carácter general, las instalaciones de potencia superior al umbral deberán remitir la telemidada de manera individual y las de potencia inferior o igual al umbral, conjunta con el resto de instalaciones que cuenten con el mismo tipo de producción, participante en el mercado (PM) y sujeto de liquidación responsable del balance (BRP), en aquellos casos en los que participen en servicios de balance del sistema. Adicionalmente, se establecen también unos requisitos específicos para las instalaciones de generación de potencia instalada inferior o igual al umbral, que formen parte de una agrupación y no participen en servicios de balance. Las modificaciones propuestas se han realizado en línea con las modificaciones incluidas en el Anexo II del P.O. 3.1, relativas a los criterios de organización de las unidades físicas de generación, para asegurar la coherencia entre los requisitos de envío de telemidas y la constitución de las unidades físicas. Se incluyen además aclaraciones sobre la remisión de telemidas de instalaciones con varias telemidas.
  - Se incluye un párrafo sobre la remisión de la telemidada en instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad (MGE) o instalaciones de almacenamiento, en el que se indica que se debe remitir la telemidada de manera separada para cada MGE o instalación de



almacenamiento y para la instalación en su conjunto, en línea con lo establecido en el Real Decreto 413/2014, tras la modificación introducida por el Real Decreto 1183/2020.

- Se incluye un párrafo sobre la remisión de telemedidas en el punto de provisión del servicio (PPS) para aquellas instalaciones que participen en el servicio de control de tensión mediante la modalidad de participación conjunta.
- Se modifica el apartado 8 para aclarar los criterios asociados al tiempo de refresco y al retardo máximo admisible en la remisión de la información en tiempo real de cara a la emisión de consignas del servicio de control de tensión.
- Se modifica el apartado 10.2 en los siguientes términos:
  - Se revisan los criterios de validación de calidad de telemedida de la potencia activa para asegurar una mejor precisión en la telemedida, en concreto:
    - Se detallan y aclaran los criterios utilizados en el Sistema de Control, que no se modifican sustancialmente con respecto a los utilizados actualmente.
    - Se modifican los criterios de cotejo de la telemedida con las medidas de contador del Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL), de manera que se realice una comparación horaria en lugar de acumulada mensual, incluyendo una serie de umbrales para asegurar la calidad de las telemedidas recibidas. Esta modificación se propone por la actual disponibilidad de medidas horarias individualizadas en SIMEL, lo que permite una validación más precisa de la telemedida, y por el uso previsto de las telemedidas para validar la prestación del servicio de control de tensión.
    - Se incluyen una serie de aclaraciones para detallar cómo se realiza la validación de calidad de la telemedida en casos de configuraciones específicas como el caso de instalaciones de autoconsumo, instalaciones híbridas, instalaciones con varias telemedidas o instalaciones que remiten la telemedida conjuntamente con otras instalaciones.
  - Se incluyen los criterios de validación de calidad de telemedida de la potencia reactiva, de manera análoga a los de potencia activa, con las matizaciones necesarias para diferenciar entre la potencia reactiva absorbida y la generada en la misma hora. Dichos criterios ya se habían incluido parcialmente en la propuesta de modificación de P.O. 7.4 que se sometió a consulta pública en diciembre de 2020, pero se ha considerado más coherente trasladar dicha propuesta al P.O. 9.2 para recoger todos los aspectos relacionados con las telemedidas (tanto de potencia activa como de potencia reactiva) en el mismo procedimiento. La propuesta actual incluye alguna aclaración y matización adicional a la realizada en la propuesta de P.O. 7.4.
  - Se aclaran y detallan los criterios de incumplimiento de envío de telemedidas para todas las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del P.O. y que, por tanto, tienen obligación de envío de información en tiempo real al OS. Dichos criterios se recogen actualmente de manera muy resumida en el Real Decreto 413/2014, tan sólo para las instalaciones renovables de cogeneración y residuos recogido.
  - Se aclara qué medidas se utilizarán para realizar los cálculos anteriores, así como la periodicidad de realización de estas validaciones, que será mensual, si bien la penalización asociada al incumplimiento será de aplicación si éste se produce durante tres meses consecutivos.
  - Se propone que la penalización asociada a los tres posibles incumplimientos (calidad de la telemedida de potencia activa y reactiva, y obligación de envío de información recogidos en la propuesta de P.O. 9.2; y obligación de adscripción a centro de control recogido en la propuesta de P.O. 3.8) sea única.
- Se modifica el apartado 11, sobre los plazos de adaptación para incluir:
  - Un plazo de 6 meses para que los titulares de las instalaciones se adapten a lo establecido en este procedimiento de operación en lo relativo a la implementación del servicio de control de tensión,



más concretamente, a la remisión de la telemidida de tensión, de potencia activa y de potencia reactiva en barras de central.

- Un plazo de 6 meses para que los titulares de las instalaciones se adapten a las consideraciones de remisión de telemidas de manera individual o conjunta con otras instalaciones, conforme a los criterios establecidos en el apartado 7.1.
- Un plazo de 6 meses para que el operador del sistema adapte sus sistemas a los criterios de validación de las telemidas de potencia activa, así como a los criterios de incumplimiento de la remisión de la telemidida y de adscripción a un centro de control de generación y demanda.
- Un plazo de 12 meses para que el operador del sistema adapte sus sistemas a los criterios de validación de las telemidas de potencia reactiva.
- Se modifica también el Anexo I del P.O. conforme a las siguientes consideraciones:
  - Se aclara a qué instalaciones o elementos de red les son de aplicación cada uno de los apartados incluidos en dicho anexo, procurando evitar las redundancias y haciendo referencias cruzadas en los apartados para distinguir entre el envío de telemidas de los elementos frontera o de la propia instalación. Para ello , se ha añadido que el apartado 1 será de aplicación a todas las instalaciones frontera con la red de transporte. Asimismo se incluyen una serie de señales que el OS está solicitando actualmente para elementos de la red de transporte o elementos frontera de instalaciones conectadas a la red de transporte necesarias para la realización de maniobras en condiciones de seguridad, pero que no están incluidas en el P.O. vigente.
  - Se suprimen los criterios sobre el envío de telemidas del apartado 2 al haber quedado recogidos, junto con el resto de criterios necesarios para el envío de telemidas, en el apartado 7.1 del propio procedimiento.
  - Se elimina del apartado 2.4 el envío de información de las agregaciones de instalaciones de potencia instalada inferior o igual al umbral establecido que participen en servicios de balance, ya que estas instalaciones no requieren estar adscritas a un centro de control y por tanto, les es de aplicación el envío de telemidas del apartado 2.5.
  - Se incluye la obligación de envío de información en tiempo real de las instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución que participen en el servicio de control de tensión recogido en el nuevo P.O. 7.4, ya que el OS precisa esta información para realizar el seguimiento de dicho servicio y se trata de una condición para participar en el mismo.
  - Se corrige una errata en el P.O. vigente para aclarar que las instalaciones de demanda en autoconsumo con conexión a la red de distribución deberán remitir su información en tiempo real en caso de que la instalación de generación asociada deba enviar su información en tiempo real al OS.
  - Por último, se añaden las telemidas a enviar por las instalaciones de demanda o almacenamiento que participen en el servicio de regulación secundaria. Así como la telemidida de potencia activa y reactiva de las centrales térmicas sin descontar los consumos propios de la central, ya que es información que estas instalaciones están remitiendo al OS a día de hoy.
- Asimismo, se modifica el Anexo II conforme a los siguientes argumentos:
  - De manera recíproca a cómo se ha modificado el apartado 1 del Anexo I, se añade el envío de señalización de los elementos de conexión de la red de distribución con la red de transporte, necesaria para la realización de maniobras.
  - Se suprime el envío, por parte del OS, de las señales correspondientes a los transformadores frontera ya que estos elementos son propiedad del distribuidor y por tanto, es información que el distribuidor deberá enviar al OS.



- Adicionalmente, se incluye un nuevo apartado para la completa implementación del acuerdo para el control de la tensión en el punto frontera, que recoge el envío de la tensión de barras de los nudos piloto pertenecientes a las zonas eléctricas del distribuidor.
- Se elimina el envío de información de instalaciones que participen en servicios de balance de manera agregada, dado que no es posible asignar una red de conexión de una agregación a un distribuidor en concreto.
- Se añade la obligación de envío de información en tiempo real de las instalaciones que participen en el servicio de control de tensión recogido en el nuevo P.O. 7.4, ya que el distribuidor precisa esta información para el envío de consignas a las instalaciones que participen en dicho servicio.
- Se incluyen los mismos cambios recogidos en el Anexo I referentes al envío de telemedidas de las instalaciones de demanda o almacenamiento que participen en el servicio de regulación secundaria.

### 3.2. Procedimiento de Operación 3.8

---

La propuesta de modificación de procedimiento de operación 3.8 recoge las siguientes novedades:

- El intercambio de información en tiempo real con el OS a través de un centro de control de generación y demanda no requiere en todos los casos que la instalación esté adscrita a dicho centro de control, ya que este requisito es únicamente exigible a las instalaciones contempladas en el apartado 4.1 del P.O. 3.8, es decir, a aquellas con obligación de realizar y superar las pruebas de control de producción. En este sentido y para evitar cualquier posible confusión al respecto, se ha sustituido en el P.O. 3.8 la referencia a *adscripción a un centro de control de generación y demanda por intercambio de información en tiempo real a través de un centro de control de generación y demanda*, en todos los casos en los que la adscripción al CC-GD no sea un requisito de obligado cumplimiento.
- Se modifica el apartado 4, sobre las pruebas de control de producción, de acuerdo a las siguientes consideraciones:
  - Se modifica el apartado 4.1. b) del P.O. 3.8, de manera que las pruebas de control de producción y, por tanto, la obligación de adscripción a un centro de control, no apliquen a aquellas instalaciones RCR que participen en balance a través de una unidad física sin localización eléctrica específica.
  - Se aclaran y detallan los criterios de validación de la adscripción a un centro de control de generación y demanda para todas aquellas instalaciones que tengan la obligación de cumplir este requisito, conforme a lo establecido en el Real Decreto 413/2014. Estos criterios de validación han sido recogidos en el P.O. 3.8 debido a que la adscripción de una instalación a un centro de control de generación y demanda se confirma una vez dicha instalación ha superado las pruebas de control de producción, establecidas en el apartado 4 de dicho P.O.
- Se modifica el apartado 5, sobre las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria:
  - La modificación que se ha propuesto y descrito en el primer punto del presente apartado (la diferenciación entre el concepto de adscripción a un centro de control de generación y demanda y el envío de información en tiempo real a través de un centro de control de generación y demanda) también se ha plasmado en las condiciones que deben cumplir las instalaciones que soliciten realizar las pruebas de manera conjunta para participar en el servicio de regulación secundaria, establecidas en el apartado 5.2.2). Este cambio también se ha reflejado en el apartado 6.2.2), en los requisitos que se establecen para la realización de las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución (RR).
- Se modifica el apartado 6, sobre las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y provisión de RR:
  - En relación a las pruebas de rampas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de RR, se propone una modificación del protocolo de pruebas para que las unidades físicas



que las realicen se mantengan al menos 15 minutos a potencia máxima o potencia mínima antes de dar por finalizadas las pruebas. Este cambio se ha reflejado no solo en el texto, sino también en la gráfica de los perfiles de respuesta esperados, en el apartado 6.3.

- Adicionalmente, se ha incluido un párrafo al final de este mismo apartado para indicar que una unidad física podrá repetir las pruebas en caso de no estar conforme con los valores habilitados tras la realización de las mismas, aunque el OS siempre tendrá en cuenta y registrará en su base de datos los valores alcanzados en las últimas pruebas realizadas, independientemente de los valores registrados en las pruebas anteriores.
- Se propone también una modificación de la redacción para aclarar la fórmula de  $P_x$ , necesaria para calcular el ratio que determina la necesidad de repetir pruebas ante cualquier variación de potencia activa habilitada de la unidad de programación.
- Las pruebas para la validación de mínimo técnico son también una novedad en el P.O 3.8. Estas pruebas ya estaban siendo realizadas por aquellas instalaciones que solicitaban al OS modificar su valor de mínimo técnico habilitado, aunque no estaban recogidas en ninguna normativa. Por coherencia con el resto de pruebas realizadas por el OS, se propone incluirlas en este procedimiento, de manera que el protocolo quede claramente definido y sea transparente para todos los sujetos a los que sea de aplicación. Las pruebas para la validación del mínimo técnico han quedado recogidas en el apartado 7, por lo que se han trasladado las pruebas preoperacionales de funcionamiento al apartado 8 del P.O. 3.8.
- Se modifica el apartado 8, sobre el funcionamiento de las instalaciones durante el período de pruebas preoperacionales, incluyendo referencias normativas actualizadas y clarificando que el centro de control de generación y demanda es el sujeto que debe remitir el plan de pruebas, no el participante en el mercado. Asimismo, se indica la imposibilidad de participar en servicio de control de tensión (mercado de reactiva adicional) hasta que finalice el periodo de pruebas preoperacionales, en línea con lo establecido para el resto de los servicios de balance.
- Se introducen también modificaciones en el Anexo II del P.O 3.8, en relación a la solicitud de realización de pruebas al OS:
  - De acuerdo a la Resolución 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 (EU) 2017/1485, los USRs conectados a la red de distribución deberán enviar su información estructural tanto al OS como al GRD a cuya red se conecten. Por tanto, de cara a expresar su conformidad a la realización de pruebas, no es necesario que el OS envíe al GRD la información estructural de todos aquellos USRs que se conecten a su red y que soliciten realizar las pruebas para participar en los servicios de balance, dado que es una información que deberá ser suministrada al GRD por el propio USR. Se modifica por tanto la redacción del apartado 2 del Anexo II del P.O 3.8, eliminando el intercambio de información estructural de la instalación solicitante entre el OS y el GRD, quedando la conformidad sujeta a la evaluación y valoración del GRD en base a la información estructural que la propia instalación haya suministrado.
  - Se incluye un apartado 3, sobre el proceso de solicitud de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico.
  - Por último, se modifica también el apartado referente a las solicitudes de realización de pruebas preoperacionales de funcionamiento en línea con las modificaciones introducidas en el apartado 8.

### 3.3. Anexo II del Procedimiento de Operación 3.1

---

Con el fin de garantizar la coherencia entre la constitución de unidades físicas y los requisitos de envío de información en tiempo real, es necesario modificar el Anexo II del Procedimiento de Operación 3.1 para alinearlo con lo especificado en el P.O. 9.2. En el caso de las instalaciones de demanda y de almacenamiento, al no darse la dificultad añadida que pudiera derivar de su integración en una agrupación, de acuerdo a lo establecido en el RD 413/2014, no es necesario realizar ninguna modificación sobre los criterios de





estructuración de este tipo de unidades físicas. Se propone, por tanto, la siguiente modificación de las condiciones de estructuración de las unidades físicas de generación:

## Anexo II. Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

[...]

### 2. Organización de las unidades de programación.

[...]

#### Organización en Unidades Físicas (UF):

A efectos de lo establecido en este apartado, se entiende por:

**Instalación:** Cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

**Agrupación:** Conjunto de instalaciones que cumple con los requisitos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Respecto a la organización de las UF que componen estas UP, los criterios que aplican con carácter general son los siguientes:

Dispondrán de unidad física con localización ~~geográfica~~ **eléctrica** específica:

- Cada instalación de potencia instalada superior a 1 MW, de forma individual. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo ~~combustible~~ **tipo de producción**.
- En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW ~~que formen parte de la misma agrupación~~, cada uno de los conjuntos de instalaciones del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, ~~que pertenezcan a la misma agrupación que participen en los mismos servicios de ajuste del sistema y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 1 MW.~~
- En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que formen parte de la misma agrupación con potencia instalada superior a 1 MW y que no participen en servicios de ajuste del sistema:
  - o Cada uno de los conjuntos de instalaciones por tipo de producción, participante en el mercado y BRP cuya suma de potencia instalada sea superior a 1 MW.
  - o Potestativamente, el resto de instalaciones que no cumplan la condición anterior podrán constituirse en una única unidad física por tipo de producción, participante en el mercado y BRP.
- Las instalaciones individuales de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que no formen parte de una agrupación con potencia instalada inferior o igual a 1 MW ~~dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización geográfica eléctrica específica, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP y habilitación / no habilitación para la participación en los servicios de ajuste del sistema. que englobará:~~
  - ~~— Tanto a las instalaciones individuales que no forman parte de una agrupación de potencia instalada inferior o igual a 1 MW.~~
  - ~~— Como a los conjuntos de instalaciones de la misma agrupación cuya suma de potencia instalada sea inferior o igual a 1 MW, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP.~~

Tratamiento individualizado de instalaciones por razones de seguridad:



*Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación y seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución:*

- Las instalaciones o conjunto de instalaciones integradas en unidades físicas agregadoras podrán disponer de unidades físicas específicas diferenciadas.*
- Las instalaciones o agrupaciones cuya suma de potencia ~~neta~~-instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas.*

*[...]*

En el Anexo I del presente informe se incluye en mayor detalle cómo se estructurarán las unidades físicas conforme a la nueva redacción del Anexo II del 3.1 y cómo deberán enviar la telemida (en línea con lo establecido en el P.O. 9.2).

### 3.4. Procedimiento de Operación 3.6

Tal y como se ha indicado previamente, el nuevo servicio de control de tensión que se establece en el P.O. 7.4 requiere que se realicen una serie de modificaciones en otros procedimientos de operación, de manera que el nuevo servicio quede perfectamente definido y se evite cualquier discrepancia entre procedimientos.

Con dicho fin, se ha modificado el P.O. 3.6 para incluir la responsabilidad de los participantes de mercado de comunicar al OS cualquier imposibilidad de conexión a la red que pudiera afectar a las instalaciones participantes en el servicio de control de tensión, conforme a lo establecido en el P.O. 7.4. Para ello se propone incluir un caso adicional en el apartado 4 de Responsabilidades.

#### *4. Responsabilidades.*

*Los participantes del mercado son responsables de comunicar al OS cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación o consumo de potencia activa de sus respectivas unidades físicas, tan pronto como este hecho se produzca o se conozca, en los siguientes casos:*

- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación o almacenamiento de capacidad máxima igual o superior a 30 MW.*
- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación, demanda o almacenamiento integradas en unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema.*
- Si se produce una imposibilidad de conexión a la red que afecte a unidades físicas de generación, demanda o almacenamiento que presten el servicio de control de tensión.*
- Si la indisponibilidad afecta a unidades de programación de generación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad.*

*A efectos de la participación en el mercado, la comunicación posterior de estas indisponibilidades al Operador del Mercado (OM) es responsabilidad del OS.*

*El gestor de la red de distribución podrá conocer las indisponibilidades de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable a través de los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).*

Por otra parte y con el objetivo de adaptar el procedimiento a la normativa en vigor, se modifica el apartado 3 para recoger las novedades introducidas por el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas:

#### *3. Definiciones*

*[...]*

*Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de generación: la definición será la establecida en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con las precisiones indicadas en el Real Decreto 647/2020, de*



7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas **y vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato de técnico acceso. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dicho valor coincidirá con la potencia neta.**

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda: la capacidad máxima de potencia activa de una instalación de demanda vendrá determinada por el valor de potencia contratada. A efectos de este procedimiento, en el caso de que la potencia contratada de la instalación varíe para los distintos periodos tarifarios, se establecerá el mayor de los valores como capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda para todos los periodos tarifarios.

En el caso de instalaciones de almacenamiento, la capacidad máxima de potencia activa será la **que se defina definida en la normativa pendiente de desarrollo correspondiente.**

Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la capacidad máxima de potencia activa vendrá determinada por la suma de la capacidad máxima de potencia activa de cada una de las instalaciones que la conforman.

Adicionalmente se incluye en el apartado 5 de criterios para la determinación de indisponibilidades de potencia activa, una aclaración en la letra f).

#### 5. Criterios para la determinación de indisponibilidades de potencia activa

[...]

f) La disponibilidad de una unidad física no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación/consumo de potencia de la instalación o instalaciones que la integran, estando éstas en condiciones de generarla y/o consumirla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades de la unidad física todas aquellas situaciones de reducción de su capacidad de producción o consumo debidas a problemas en elementos o equipos de conexión de la instalación o instalaciones que la integran con el correspondiente punto frontera de la red de transporte o, en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de la instalación, interruptor de generación o demanda, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.). **Dicha situación se considerará como la imposibilidad de conexión a red recogida en el procedimiento de operación del servicio de control de tensión.**

[...]

### 3.5. Procedimiento de Operación 9.1

Se propone incluir en el P.O. 9.1, sobre el intercambio de información programada con el OS, dos aspectos necesarios para la implantación del nuevo servicio de control de tensión. Los cambios propuestos son adicionales a la reciente propuesta de modificación de P.O. 9.1 con motivo de la adaptación a la programación cuartohoraria, por lo que deberán combinarse en este procedimiento una vez aprobados.

Se modifica el apartado 4.2 de *Gestión y modificación de datos estructurales* para hacer referencia a un nuevo anexo II donde se recoge el detalle de la información estructural necesaria para la programación de la operación y la participación en los servicios de ajuste del sistema.

#### 4.2 Gestión y modificación de datos estructurales

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS en relación con los procesos de la programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad es necesario disponer de la información actualizada relativa a:

- Participantes en el mercado (PM)



- Unidades de programación (UP)
- Unidades físicas (UF)
- Zonas de Regulación (ZR)
- ~~Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión (UPR)~~

*En el anexo II se encuentra el detalle de la información estructural solicitada a los participantes en el mercado necesaria para el proceso de programación y la participación en los servicios de ajuste.*

*El alta y/o modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la Web de acceso privado del OS, debidamente cumplimentado por el PM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.*

*Una vez revisada la modificación solicitada por el PM, y, en su caso, en coordinación con el OM, el OS comunicará al PM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización de dicho cambio.*

Asimismo, se propone incluir en el Anexo I la información necesaria para los procesos de asignación de capacidad reactiva adicional establecidos en la propuesta de P.O. 7.4. Para ello, se propone incluir un nuevo apartado 1.16:

#### *Anexo I*

##### *Intercambios de información del proceso de programación*

*[...]*

##### *1.16. Mercados zonales de capacidad reactiva adicional*

*El OS publicará antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación del día D-1 de los mercados zonales de capacidad de reactiva adicional y antes de las 12:00 del día D+1 los resultados del proceso de asignación en tiempo real del día D de los mercados zonales de capacidad de reactiva adicional:*

- *Los requerimientos de capacidad reactiva adicional solicitados y satisfechos agregado a nivel del sistema eléctrico peninsular español.*
- *Precio medio ponderado horario de cada proceso de asignación, agregado a nivel del sistema eléctrico peninsular español.*

*Asimismo, el OS facilitará los resultados de los procesos de asignación de capacidad reactiva adicional, considerando la capacidad efectiva:*

- *Agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, en el plazo máximo de tres días desde el día de programación, incluyendo precios de asignación.*
- *Agregados por participante en el mercado, transcurrido un mes desde el día de programación.*
- *Por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación y las limitaciones asociadas establecidas por seguridad.*

*Las zonas asociadas a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional se encontrarán publicadas y actualizadas en la página web de participantes del mercado.*

Por último, se propone incorporar en un nuevo anexo II los requisitos actualizados de información referente a las instalaciones que participen en los servicios de ajuste (incluyendo el control de tensión) que se considera necesaria para su participación en los mismos. Esta información está contemplada en la actualidad en el apartado 1.3 del anexo de Información Estructural del P.O. 9.

*Anexo II. Información estructural necesaria para la programación de la operación y la participación en los mercados de servicios de ajuste del sistema*



## 1. Información general

Datos correspondientes a la unidad física:

- Nombre y código de la unidad física
- Subgrupo asociado
- Código de la instalación a efectos de liquidación (CIL)
- Tipo de producción
- Máxima rampa ascendente (MW/min)
- Máxima rampa descendente (MW/min)
- Punto frontera
- En su caso, indicación de los modos de funcionamiento multieje
- Tensión de conexión (de aplicación para unidades físicas con localización eléctrica específica)

Datos correspondientes a la unidad de programación:

- Nombre y código de la unidad de programación
  - Unidad de programación
  - Participante en el mercado.
  - Unidad de oferta asociada
- Potencia máxima de la UP (suma de las potencias instaladas, o en su defecto potencias máximas netas, de las UF que la componen)
- Mínimo técnico de la UP
- Tipo de producción, conforme a las categorías establecidas en el P.O. 3.1
- En caso de unidades de programación de ciclo combinado, indicar si se trata de centrales multieje.
- Indicación de si la instalación es:
  - Renovable/no renovable
  - Cogeneración de alta eficiencia
- En su caso, centro de control al que pertenece.

## 2. Solución de restricciones técnicas

- Zona eléctrica a la que pertenece
- Tiempo de arranque mínimo (min) exigible por el OS:
  - Desde orden de arranque hasta listo para sincronización (en frío/en caliente)
  - Desde sincronización hasta mínimo técnico (en frío/en caliente)
  - Desde sincronización hasta plena carga (en frío/en caliente)
- Tiempo de preaviso para el arranque de turbinas de gas adicionales: tiempo requerido para el arranque de una turbina de gas adicional, con el grupo ya operando en un modo de funcionamiento determinado que incluye la operación de la turbina de vapor en su configuración.

En caso de unidades de programación térmicas con más de un modo de funcionamiento, se han de aportar los tiempos de arranque solicitados para cada uno de los posibles modos de funcionamiento.

- Tiempo de parada de programación (min) desde plena carga hasta desconexión.

## 3. Regulación secundaria

En caso de participación activa en el servicio, estimación previa a la realización de pruebas de:

- Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW)



- *Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.*

#### *4. Regulación terciaria y reservas de sustitución*

*En caso de participación activa en el servicio, estimación previa a la realización de pruebas de:*

- *Máxima rampa ascendente de regulación terciaria/reservas de sustitución (MW en 15 min/MW en 30 min)*
- *Máxima rampa descendente de regulación terciaria/reservas de sustitución (MW en 15 min/MW en 30 min)*

*En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.*

#### *5. Control de tensión*

*En caso de participación activa en el servicio potestativo:*

- *Capacidad habilitada para participar en los mercados zonales de capacidad de reactiva adicional (MVar).*

*Esta información será aportada en los sistemas de información del OS por el gestor de red al que se conecta la instalación tras la superación de las pruebas de habilitación.*

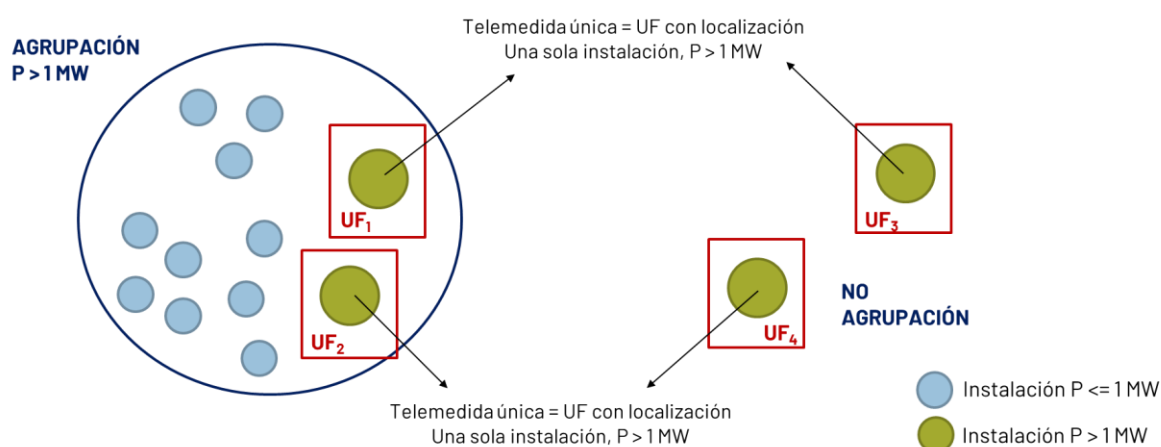


## ANEXO I – Nueva organización de las unidades físicas de generación y requisitos asociados al envío de la telemetida

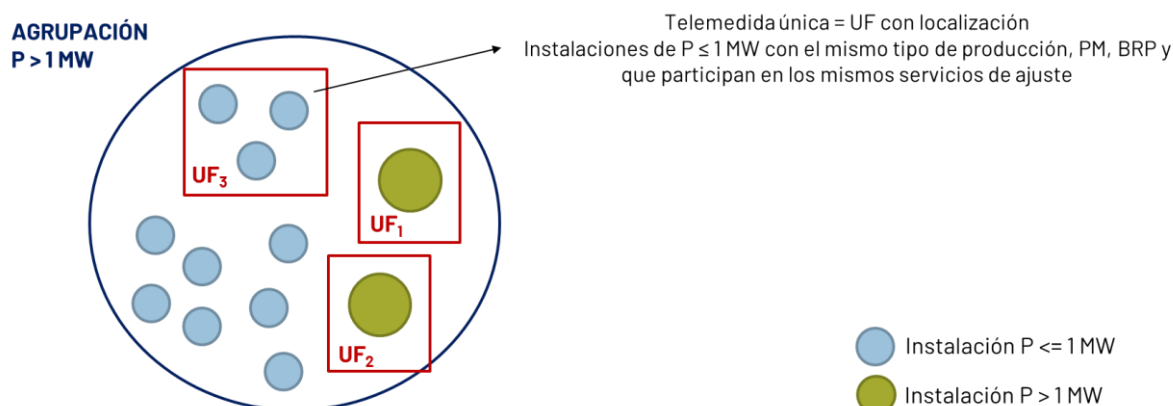
A continuación, se presentarán todos los casos de constitución de unidades físicas de generación contemplados en la nueva propuesta de Anexo II del P.O. 3.1, así como la forma de remitir la telemetida al operador del sistema de acuerdo a lo establecido en el P.O. 9.2. Deberá tenerse en cuenta que en el propio P.O. 9.2 se establecen excepciones o particularidades en relación al envío de la telemetida que primarán sobre los esquemas aquí presentados.

*Dispondrán de unidad física con localización eléctrica específica:*

- Cada instalación de potencia instalada superior a 1 MW, de forma individual. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo tipo de producción.



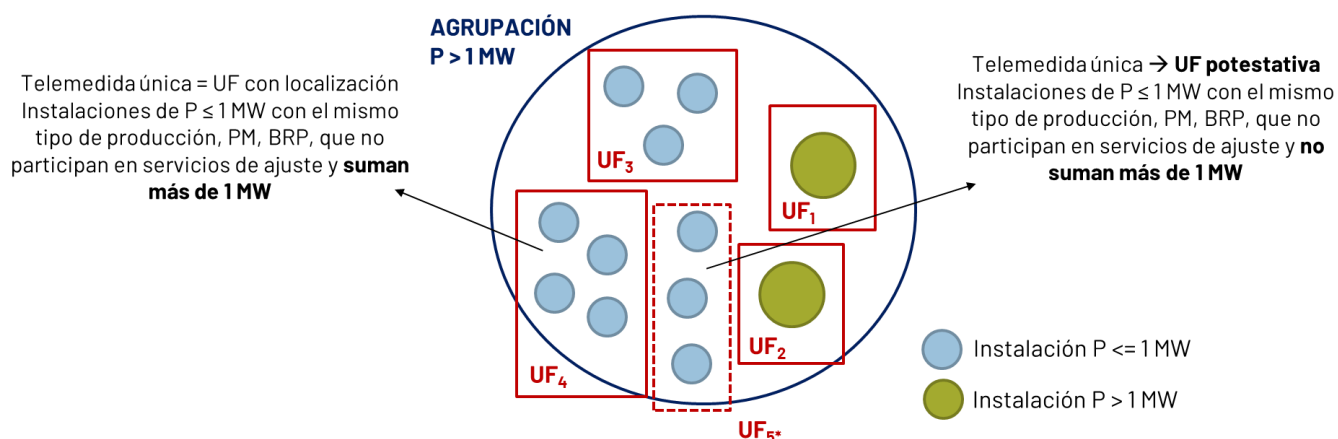
- En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que formen parte de la misma agrupación, cada uno de los conjuntos de instalaciones del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que participen en los mismos servicios de ajuste del sistema.



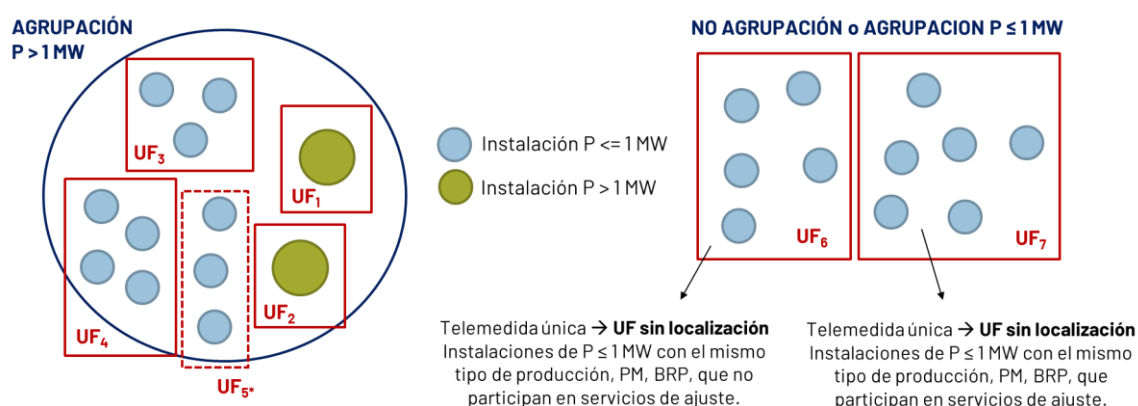




- En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que formen parte de la misma agrupación con potencia instalada superior a 1 MW y que no participen en servicios de ajuste del sistema:
  - o Cada uno de los conjuntos de instalaciones por tipo de producción, participante en el mercado y BRP cuya suma de potencia instalada sea superior a 1 MW.
  - o Potestativamente, el resto de instalaciones que no cumplan la condición anterior podrán constituirse en una única unidad física por tipo de producción, participante en el mercado y BRP.



- Las instalaciones individuales de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que no formen parte de una agrupación con potencia instalada inferior o igual a 1 MW dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización eléctrica específica, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP y habilitación / no habilitación para la participación en los servicios de ajuste del sistema.



Es necesario destacar que, tal y como se indica en el Anexo II del P.O. 3.1, podrá realizarse un tratamiento individualizado de aquellas instalaciones ya integradas en unidades físicas en aquellos casos en los que, por razones de seguridad del sistema, así lo requieran el OS o el gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación o instalaciones afectadas. Esta particularidad podrá suponer que una unidad física agregadora se divida en dos o más unidades físicas específicas diferenciadas.





Paseo del Conde de los Gitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

[www.ree.es](http://www.ree.es)