

P.O.9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema

1. Objeto

Constituye el objeto de este procedimiento de operación:

1. La definición de la información en tiempo real que debe intercambiar el operador del sistema (OS) con el resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, sin perjuicio de lo dispuesto en cualquier otra normativa de aplicación.
2. El establecimiento de los procedimientos y plazos de intercambio de la información en tiempo real, aplicables tanto al OS como al resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular.
3. La definición de los criterios y mecanismos para el tratamiento de la información en tiempo real gestionada por el OS.
4. El establecimiento de los requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS.
5. La definición de los criterios de validación de la calidad de la telemida recibida en tiempo real; así como los criterios de incumplimiento en las obligaciones del envío de dicha información.

2. Definiciones

Red observable del OS: conjunto de instalaciones y elementos de las redes de transporte y distribución según se determina en el procedimiento de operación por el que se definen las redes operadas y observadas por el operador del sistema o según se establezca en la normativa nacional por la que se implemente el artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

Red observable del gestor de la red de distribución: conjunto de instalaciones y elementos de red cuya topología y variables de control deban ser conocidas en tiempo real por dicho gestor para operar de manera adecuada su red, y para efectuar con la suficiente precisión los estudios de seguridad en todos los horizontes temporales. La determinación de la red observable del gestor de la red de distribución se realizará según lo establecido en la normativa nacional por la que se implemente el artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

Agrupación: Conjunto de instalaciones que cumplen con los requisitos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, o en la normativa posterior que lo sustituya.

3. Ámbito de aplicación

El presente procedimiento de operación es de aplicación a los titulares, o a sus representantes en lo relativo al proceso liquidatorio, de:

- a) Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociada a autoconsumo, o agrupaciones de las anteriores, con potencia instalada superior al umbral establecido en el Real Decreto 413/2014 para las instalaciones renovables, cogeneración y residuos (que será de aplicación para todas las instalaciones incluidas en este apartado), o al umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, o que participen en servicios de ajuste del sistema o habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia.
- b) Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte (exceptuando los consumos de servicios auxiliares de generación, a partir de la información del código de actividad económica disponible en el Sistema de Medidas Eléctricas) o que participen en servicios de ajuste del sistema, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.
- c) Instalaciones de almacenamiento con potencia instalada superior al umbral indicado en el punto a) de este apartado para las instalaciones de producción o al umbral

que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485 para las instalaciones de generación de electricidad, o que participen en servicios de ajuste del sistema, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

d) Elementos de la red de transporte y elementos de la red observable del OS.

e) Centros de control de generación y demanda y centros de control del Gestor de la Red de Distribución (GRD) que establezcan canales de intercambio de información en tiempo real con los sistemas informáticos de los centros de control del OS.

En el caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento se considerará la suma de las potencias instaladas de cada módulo o instalación de almacenamiento para determinar si se supera el umbral de aplicabilidad a efectos de este procedimiento de operación.

4. Responsabilidades

Los sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b) y c), deberán enviar la información en tiempo real a un centro de control de generación y demanda de su libre elección. Este centro de control deberá enviar dicha información en tiempo real recibida al OS y/o al GRD a cuya red el sujeto se conecte, a excepción de los titulares o representantes de instalaciones integradas en una zona de regulación, en cuyo caso, su centro de control será el propietario de la zona de regulación y deberá enviar la información en tiempo real directamente al OS y, potestativamente, al centro de control del gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación.

Los sujetos anteriores deberán remitir de forma individualizada o, en su caso, agregada, toda la información en tiempo real especificada en el Anexo I del presente procedimiento, y serán responsables de hacer llegar al OS cualquier posible actualización de la información previamente comunicada, con el único retardo del protocolo de comunicación. Dichos sujetos serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información que deban intercambiar con este último, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los propietarios de las instalaciones o de los elementos de red conectados o pertenecientes a la red de transporte o a la red observable del OS, a los que sea de aplicación el presente procedimiento, suministrarán la información en tiempo real necesaria de los elementos de su propiedad con la calidad requerida.

Para realizar el intercambio de información en tiempo real, los centros de control de generación y demanda podrán ser propios o de terceros. Cada instalación deberá estar asociada a un único centro de control.

Tanto los centros de control del OS como los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS serán responsables de garantizar la protección contra ciberataques desde sus centros de control.

El OS transmitirá a los sujetos la información de la que puedan disponer conforme a lo indicado en este procedimiento. El contenido de dicha información, así como los medios y plazos, serán los establecidos en el presente procedimiento.

5. Carácter de la información

La información en tiempo real enviada por los sujetos a los que se refiere el apartado 3, será tratada conforme a los siguientes criterios generales:

a) Se considera información confidencial aquélla de la que solo dispone el sujeto titular de la información generada, y que no puede ser difundida a otros sujetos ni a terceros sin previa autorización expresa por parte del sujeto titular de la información o, en su caso, transcurridos los plazos y en la forma y condiciones previstos en la normativa aplicable.

Al amparo de lo previsto en el Artículo 12(4) del Reglamento (UE) 2017/1485, las personas, sujetos, organismos y administraciones que reciban dicha información mantendrán la confidencialidad de la información recibida y únicamente podrán utilizarla a efectos del desempeño de sus funciones, conforme a la normativa aplicable.

b) Se considera información de carácter público aquella que puede ser difundida tanto a otros sujetos como a terceros, en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación.

No obstante, podrán disponer de toda la información la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En caso de que el OS o un GRD necesite comunicar información confidencial a un tercero para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, será necesaria previamente la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS o el GRD que establezca, entre otros aspectos, el uso exclusivo de la información para los fines acordados, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida.

De acuerdo con estos criterios generales, aplicarán las condiciones particulares que para cada tipo o grupo de información se reflejan en el presente procedimiento.

Los sujetos podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

6. Mecanismos de intercambio de información en tiempo real con el OS

La información en tiempo real relativa a los sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b) y c), deberá ser facilitada al OS a través de un centro de control de generación y demanda de su libre elección, que la pondrá a disposición del OS a través de una de las siguientes vías:

a) Mediante el envío de información en tiempo real directamente al OS, a través de los canales de comunicación establecidos entre los sistemas informáticos del centro de control de generación y demanda y los de los centros de control del OS.

b) Mediante el envío de información en tiempo real al OS desde el centro de control del gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación, en el caso de que el centro de control de generación y demanda haya optado por transmitir la información a través del GRD. Dicho centro de control del gestor de la red de distribución deberá enviar la información en tiempo real de la instalación al centro de control del OS, a través de los canales de comunicación establecidos entre los sistemas informáticos de ambos.

El envío de información de instrucciones y consignas del OS a las instalaciones se realizará utilizando los mismos canales de comunicación que se hayan establecido para el envío de información en tiempo real de la instalación al OS.

En el caso de instalaciones sin obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda que se encuentren en el ámbito de aplicación de este procedimiento de operación, las telemedidas en tiempo real deberán ser transmitidas a través de un centro de control de generación y demanda habilitado para el intercambio de información en tiempo real, al OS y/o al GRD a cuya red el sujeto se conecte.

7. Intercambios de información en tiempo real

7.1 Información en tiempo real facilitada al OS.

La información en tiempo real a enviar al OS se especifica en el anexo I del presente procedimiento, sin perjuicio de lo dispuesto en cualquier otra normativa de aplicación.

La información en tiempo real se deberá remitir en barras de central (BC) de la instalación, a menos que se especifique otro punto de envío distinto o adicional en el anexo I de este procedimiento para determinada información.

Se define barras de central a efectos de remisión de la telemedida como el punto eléctrico de la instalación más cercano al punto de conexión con la red de transporte o de distribución que no sea compartido con otra instalación. El OS o el GRD a cuya red se conecte la instalación valorará aquellos casos en los que por cuestiones técnicas o administrativas no sea posible remitir las telemedidas conforme a lo indicado anteriormente, previa solicitud justificada del centro de control correspondiente.

Alternativamente, se podrá remitir la información en tiempo real en el punto de medida de la instalación conforme al Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, siempre que ello sea compatible con la prestación de los servicios de ajuste del sistema, previa solicitud del sujeto y autorización del OS.

La información en tiempo real facilitada al OS se deberá captar con equipos propios de la instalación, salvo que el OS o el GRD acepte una alternativa para una instalación concreta, previa solicitud motivada del titular.

En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte, se deberá recibir la información en tiempo real para cada frontera conforme a lo establecido en el Anexo I de este procedimiento de operación. En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de distribución, solo será necesario remitir información en tiempo real para cada frontera si fuera necesario para la prestación de servicios de ajuste del sistema.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.a de este procedimiento de operación deberán enviar la información en tiempo real por unidad física, constituida conforme a los criterios establecidos en relación a la organización de las unidades físicas en el anexo II del P.O.3.1. En el caso de instalaciones que no pertenezcan a una unidad física conforme a los criterios anteriores y que formen parte de una agrupación de potencia instalada superior al umbral establecido, deberán remitir la información en tiempo real conjuntamente con el resto de las instalaciones de la misma agrupación que no dispongan de una unidad física.

En caso de instalaciones a las que se refiere el 3.b de este procedimiento de operación:

- a) Cada instalación conectada a la red de transporte deberá enviar la información en tiempo real asociada a su instalación de enlace de manera individual.
- b) Cada instalación que participe en servicios de ajuste del sistema, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda deberá enviar la información en tiempo real por unidad física, constituida conforme a los criterios establecidos en relación a la organización de las unidades físicas en el anexo II del P.O.3.1.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.c de este procedimiento de operación deberán enviar la información en tiempo real por unidad física, constituida conforme a los criterios establecidos en relación a la organización de las unidades físicas en el anexo II del P.O.3.1.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación o 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, requiriendo la creación de unidades físicas específicas diferenciadas conforme a lo especificado en el anexo II del P.O.3.1, dichas instalaciones deberán remitir la información en tiempo real por separado para cada una de las unidades físicas resultantes.

En caso de instalaciones en autoconsumo (independientemente de la modalidad) se deberá enviar la información en tiempo real de la instalación de demanda y de la instalación de generación (o, en su caso, de la instalación híbrida) de manera separada para cada instalación.

En caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, se deberá enviar la información en

tiempo real para la instalación híbrida en su conjunto en BC de la instalación y para cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento por separado en BC de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento.

En el anexo I se entiende por posición el conjunto de los elementos y protecciones asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

En cuanto a la forma de captación de las señales se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones: Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas: Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.ej. indicación de tomas de transformadores).

7.2 Información en tiempo real facilitada por el OS.

De acuerdo con el contenido previsto en el anexo II, cada GRD recibirá a través del OS, cuando no se le haya remitido directamente a él, la información de telemedidas en tiempo real disponible correspondientes a:

– Sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b) y c), conectadas a la red de distribución bajo su gestión o a su red observable.

– La señalización de los elementos de la red de transporte pertenecientes a su red observable y de los elementos de la red de distribución, con obligación de envío de información en tiempo real al OS, pertenecientes a la red observable del gestor de la red de distribución.

A solicitud de los GRD, el OS facilitará la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones conectadas a la red bajo su gestión o a la red observable por cada GRD.

Los propietarios de las instalaciones conectadas a la red de transporte podrán solicitar al OS la información en tiempo real relativa a los elementos de red en servicio en su punto de conexión.

Los titulares de una zona de regulación, o sus representantes, podrán solicitar al OS la información en tiempo real relativa al signo de la magnitud PRR0 de su zona de regulación, según se recoge en el P.O.7.2.

8. Plazos de provisión de la información y publicación

La información se enviará en tiempo real tan pronto como sea captada por los elementos de medición.

Las medidas analógicas a intercambiar en tiempo real necesarias para las funciones de regulación secundaria de potencia-frecuencia y para el control de tensión (medidas de potencia activa, potencia reactiva y tensión) se pondrán en el servidor de comunicaciones, a disposición del OS, con una periodicidad de al menos cuatro segundos sin establecer ningún tipo de umbral de variación en el valor de la medida.

El resto de la información en tiempo real se pondrá en el servidor de comunicaciones, a disposición del OS, con una periodicidad de al menos 12 segundos sin establecer ningún tipo de umbral de variación en el valor de la medida.

En todos los casos, el OS solicitará, vía el lado cliente del protocolo, las medidas con una periodicidad de al menos cuatro segundos.

Los estados digitales se publicarán en el servidor de comunicaciones por cambio con un retraso máximo de un segundo y se solicitarán por el lado cliente del OS también por cambio.

9. Sistemas de información

El OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real para la identificación y gestión de las telemidas en tiempo real recibidas.

En la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real se recibirá la información estructural necesaria para la correcta identificación de las telemidas de las instalaciones, así como el unifilar de la instalación con la codificación de la empresa⁽⁷⁾. El OS deberá recibir la solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real por parte de los centros de control con los que el OS intercambie esta información al menos 15 días antes de la fecha en la cual el alta o modificación debe quedar implementada en la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real.

⁽⁷⁾ Entendiendo como tal los códigos propios de cada empresa para nombrar a los interruptores y seccionadores de su propiedad.

10. Requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS

La información en tiempo real relativa a las instalaciones y elementos de red a los que les sea de aplicación el presente procedimiento, deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de los enlaces establecidos entre los sistemas informáticos del OS y los del centro de control de generación y demanda o entre los sistemas informáticos de los centros de control del OS y los de los centros de control del gestor de la red de distribución. En el caso de instalaciones integradas en una zona de regulación, el centro de control de generación y demanda al que estén adscritas deberá disponer de enlaces de comunicación ordenador-ordenador directamente con los sistemas informáticos de los centros de control del OS.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el centro de control que se comunique con el OS establecerá con cada uno de los sistemas informáticos de los centros de control del OS (Principal y Respaldo) comunicaciones redundantes e independientes entre sí, que deberán dedicarse exclusivamente al intercambio de esta información. Las líneas de telecomunicaciones redundantes se entregarán al OS en los puntos de entrega designados por este último, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet.

El protocolo estándar de comunicaciones a emplear por el centro de control para el intercambio de información en tiempo real con los centros de control del OS será el establecido por este último. El OS facilitará en todo momento las direcciones físicas donde se encuentren los puntos de entrega de las líneas de comunicación asociadas a los sistemas informáticos de los centros de control del OS. Asimismo, el OS indicará las normas y procedimientos aplicables a los equipos, medios y conexiones físicas a instalar en los puntos de entrega, indicando a su vez el punto frontera que delimita la responsabilidad del OS y la del centro de control.

El OS pondrá a disposición de los centros de control la información técnica adicional que desarrolla las especificaciones establecidas por el OS conforme a los párrafos anteriores, a través del documento de Especificación técnica: Enlaces para el intercambio de información en tiempo real con el OS.

Un centro de control no podrá compartir con otro centro de control su sistema de control, ni las comunicaciones con el OS, ni el personal que constituya el turno cerrado de operación. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS. Cada centro de control tendrá una única localización física y la capacidad de interlocución con el OS para todas las instalaciones adscritas a él, pudiendo contar con otras ubicaciones de respaldo.

El operador del sistema podrá verificar en cualquier momento la capacidad de los centros de control y los requisitos recogidos en la normativa. Si de dicha verificación se derivara la anulación de esta condición a un centro de control ya constituido, el operador del sistema informará a la CNMC quien resolverá el conflicto técnico planteado.

11. Criterios de incumplimiento

11.1 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa y de potencia reactiva recibidas en tiempo real.

La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para considerar el cumplimiento de los requisitos de envío de telemidas en tiempo real establecidos.

Se debe realizar la validación de la calidad de la telemida de todas las instalaciones a los que se refiere el apartado 3.a, y 3.c del presente procedimiento de operación con las clarificaciones incluidas en el apartado 7.1. En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.b del presente procedimiento de operación se debe realizar la validación de la calidad de la telemida de las que participen en servicios de ajuste del sistema.

Se define para cada telemida:

– Telemida horaria integrada de potencia activa para la hora h (THIPh): Es la integral horaria de las telemidas de potencia Activa Saliente o Activa Entrante recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía producida o consumida, respectivamente, por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

En caso de instalaciones de generación se calcula con las telemidas de potencia Activa Saliente.

En caso de instalaciones de demanda se calcula con las telemidas de potencia Activa Entrante.

En caso de instalaciones de almacenamiento se calcula por separado la integral horaria de potencia Activa Saliente y la integral horaria de potencia Activa Entrante.

– Telemida horaria integrada de potencia reactiva para la hora h (THIQh): Es la integral horaria de las telemidas de potencia Reactiva Saliente y de Reactiva Entrante recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía reactiva generada y absorbida, respectivamente, por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

En todos los casos, se calcula por separado la integral horaria de potencia Reactiva Saliente y la integral horaria de potencia Reactiva Entrante.

THIPh y THIQh, que tendrán una precisión de tres decimales, solo se consideran válidas si al menos el 75 % de los registros son válidos en esa hora, para cada telemida. Las horas que no cumplan la condición anterior para ambas telemidas se consideran horas inválidas. En las horas válidas, se realiza el cálculo de la telemida horaria integrada utilizando solo los registros válidos, sin considerar los registros inválidos o no renovados.

– Energía horaria registrada de potencia activa para la hora h (EHRPh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía exportada» Activa Saliente o la «energía consumida» Activa Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En caso de instalaciones de generación se considera la Activa Saliente.

En caso de instalaciones de demanda se considera la Activa Entrante.

En caso de instalaciones de almacenamiento se considera por separado la energía horaria registrada de Activa Saliente y la energía horaria registrada de Activa Entrante.

– Energía horaria registrada de potencia reactiva para la hora h (EHRQh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía generada» Reactiva Saliente o la «energía absorbida» Reactiva Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En todos los casos, se considera por separado la energía horaria registrada de Reactiva Saliente y la energía horaria registrada de Reactiva Entrante.

- Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes M.
- Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone de medida de energía horaria liquidable registrada.

De forma general la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realiza mensualmente determinando en cada hora h del mes M:

- La desviación de la telemida horaria integrada de potencia activa con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia activa. Aquellas horas en las que la desviación sea mayor del 10% se consideran como horas desviadas en potencia activa.

En el caso de instalaciones de almacenamiento se calcula por separado la desviación de potencia activa entrante y potencia activa saliente. Aquellas horas en las que el promedio de las dos desviaciones anteriores sea mayor del 10 % se consideran como horas desviadas en potencia activa.

- La desviación de la telemida horaria integrada de potencia reactiva saliente con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia reactiva saliente. La desviación de la telemida horaria integrada de potencia reactiva entrante con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia reactiva entrante. Aquellas horas en las que el promedio de las dos desviaciones anteriores sea mayor del 10 % se consideran como horas desviadas en potencia reactiva.

- En todos los casos, solo se podrán considerar horas desviadas en potencia activa o reactiva aquellas en las que la energía horaria liquidable o bien la telemida horaria integrada de potencia superen el 5 % de la potencia instalada (en el caso de generación o almacenamiento) o contratada máxima (en el caso de consumo) teniendo en cuenta que el error mínimo será el máximo entre el 5 % y 0,1 MWh.

En las horas que no haya disponibilidad de medida de energía horaria liquidable registrada de potencia activa o de potencia reactiva no se calcula la desviación con respecto a THIPh y THIQh, respectivamente. En caso de instalaciones que remitan la telemida de manera conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 7.1, todas las instalaciones deberán disponer de medida horaria liquidable en esa hora para poder calcular la desviación con respecto a la telemida horaria integrada.

La calidad de las telemidas del mes M es válida solo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

a) El total de las horas consideradas como inválidas, las horas consideradas como desviadas en potencia activa y/o en potencia reactiva deberá ser como máximo el 25 % de las horas totales del mes.

En el caso de instalaciones que cuenten con equipo de medida horaria independiente pero que envíen la información de telemida de forma conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 7.1, la validación de la calidad se realizará de forma conjunta para todas las instalaciones.

b) Las horas registradas (I) deberán ser al menos el 10% de las horas del mes (H).

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

En el caso de instalaciones que cuenten con equipo de medida horaria independiente pero que envíen la información de telemida de forma conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 7.1, la condición b) se evaluará de manera conjunta, considerando horas registradas (I) aquellas donde todas las instalaciones disponen de medida de energía horaria liquidable.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

En el caso particular de las instalaciones en régimen de autoconsumo con obligación de enviar telemedidas al operador del sistema de forma separada para la instalación de generación y la instalación de demanda, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará, en aquellos casos en los que no existan equipos de medida horaria diferenciados para la generación y para la demanda, determinando la desviación horaria entre la energía horaria liquidable y el resultado de la diferencia de las telemedidas horaria integrada de la generación y de la demanda. Las condiciones para considerar válida la calidad de la telemedida serán las mismas que para el resto de instalaciones, debiendo cumplir la validación del porcentaje de telemedidas horarias integradas válidas en cada hora tanto para la generación como para la demanda.

En el caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realiza para la telemedida recibida de la instalación en su conjunto. En caso de que solo existan equipos de medida horaria diferenciados se deberá validar la telemedida de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento por separado. En este último caso, deben cumplir los criterios de calidad todas las telemedidas individualizadas para que la instalación híbrida en su conjunto tenga una calidad de telemedida válida en el mes M.

En caso de recibir varias telemedidas de potencia activa o de potencia reactiva de una misma instalación la validación se realiza utilizando la telemedida recibida en barras de central, o punto eléctrico alternativo conforme al apartado 7.1, descontado los consumos propios de las unidades de generación. En caso de instalaciones con más de una frontera, incluyendo fronteras de consumo de servicios auxiliares, ya sea con la red de transporte o con la red de distribución, se deben realizar los correspondientes cálculos que puedan ser necesarios en función de la ubicación de los equipos de medida horaria. En todo caso, si se realiza una validación para cada telemedida por separado deber cumplir los criterios de calidad todas las telemedidas para que la instalación tenga una calidad de telemedida válida en el mes M.

11.2 Criterios de incumplimiento en las obligaciones de envío de información.

El OS deberá validar mensualmente la obligación de envío de telemedida de todas las instalaciones en el ámbito de aplicación de este procedimiento de operación según se indica a continuación.

En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.a y el apartado 3.c del presente procedimiento de operación:

– Para instalaciones nuevas se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de emisión de la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020 o la fecha de alta del CIL en el Sistema de Medidas Eléctricas en caso de no tener la obligación de disponer de APESp.

– Para instalaciones existentes que ya dispongan de APESp y que comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada total que sea superior al umbral previsto en la normativa vigente o al umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de comunicación de la agrupación a la instalación por parte del gestor de red.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemedida por participar en servicios de balance, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de habilitación para participar en servicios de balance.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemedida que dejan de enviar telemedida se considera que una instalación incurre en incumplimiento

desde el día siguiente a la fecha de baja de la instalación del centro de control de generación y demanda.

En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.b del presente procedimiento de operación:

- Para instalaciones nuevas se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de alta del CUPS en el Sistema de Medidas Eléctricas.
- Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetria por participar en servicios de balance, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de habilitación para participar en servicios de balance.
- Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetria que dejan de enviar telemetria se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde el día siguiente a la fecha de baja de la instalación del centro de control de generación y demanda.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

Adicionalmente el OS podrá realizar las comprobaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemetrias enviadas se corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemetrias enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

11.3 Publicación incumplimientos.

Para cada cierre de medidas M+1 contemplado en el Procedimiento de Operación 10.5, el OS publicará la telemetria horaria integrada de potencia activa y de potencia reactiva y los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemetrias de potencia activa y de potencia reactiva conforme al apartado 11.1, así como en la validación de adscripción a centro de control (según la obligación establecida en el Real Decreto 413/2014 y conforme a los criterios establecidos en el apartado 4.3 del P.O.3.8) y en la validación de la obligación de envío de telemetria conforme al apartado 11.2, a los representantes y a los centros de control de generación y demanda a través de SIMEL. Asimismo, informará mensualmente a la CNMC para los efectos oportunos de los incumplimientos que se detecten en cada validación mensual.

12. Penalizaciones

El incumplimiento por parte de una instalación de la obligación de envío de telemetria o en la validación de la calidad de las telemetrias en las condiciones indicadas anteriormente conllevará, a partir del tercer mes consecutivo de incumplimiento, las siguientes penalizaciones:

- Las instalaciones que no superen la validación de la obligación de envío de telemetria, conforme al apartado 11.2 de este procedimiento, soportarán una penalización mensual fija de 120 euros, incrementada en 30 euros por cada MW de potencia instalada o contratada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).
- Las instalaciones que no superen la validación de la calidad de las telemetrias de potencia activa o de potencia reactiva conforme al apartado 11.1 de este procedimiento, soportarán una penalización mensual fija de 60 euros por cada telemetria, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada o contratada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas en las que se valide más de una telemetria, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).

ANEXO I

Información a enviar al operador del sistema en tiempo real

El objeto de este documento es determinar la información que debe ser enviada en tiempo real al operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones. Se detalla a continuación la información a remitir en función del tipo de instalación.

1. Elementos de la red de transporte, elementos de la red observable del os y elementos frontera con la red de transporte para la conexión de instalaciones de producción, generación, demanda, distribución o almacenamiento.

1.1 Interruptores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

○ Actuación de fallo de interruptor.

1.2 Seccionadores.

– Señalizaciones.

- Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

○ Posición de los seccionadores de p.a.t.
○ Señalización del automatismo de reposición (si aplica).
○ Actuación del fallo de interruptor.
○ Actuación del sistema de protección primaria o secundaria.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVAR).
- Tensión de la línea (kV).

1.4 Transformadores, reactancias y condensadores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:
 - Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (solo transformadores) (si aplica o se requiere para el servicio de control de tensión).
 - Mando en local del regulador (solo transformadores) (si aplica).
 - Posición de los seccionadores de p.a.t.

- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
- Actuación de protecciones que no permiten prueba.

– Medidas.

- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).
- Potencia activa primario de transformador (MW).
- Potencia reactiva primario de transformador (MVar).
- Tensión primario de transformador (kV).

En transformadores de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

- Potencia activa secundario de transformador (MW).
- Potencia reactiva secundario de transformador (MVar).
- Potencia activa terciario de transformador (MW).
- Potencia reactiva terciario de transformador (MVar).
- Toma del regulador.
- Tensión secundario de transformador (kV) (si pertenece a la red de transporte o se requiere para el servicio de control de tensión).

1.5 Acoplamiento de barras.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- Actuación de protecciones en subestaciones de la red de transporte.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).

1.6 Barras.

– Señalizaciones

- Actuación protección diferencial en subestaciones de la red de transporte.

– Medidas.

- Tensión por sección de barra (kV).
- Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

Adicionalmente, en el caso de que sea necesario para la operación o seguridad del sistema, el OS podrá solicitar señales adicionales y, en concreto, las siguientes señales de las posiciones conectadas a la subestación frontera con la red de transporte:

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición de los seccionadores.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Tensión (kV).
- Toma del regulador.

Asimismo, el OS podrá solicitar las siguientes señales de los transformadores compartidos entre varias instalaciones:

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Tensión (kV).
- Toma del regulador

2. Instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de almacenamiento de bombeo.

En el caso de instalaciones con autoconsumo, el titular de la instalación de generación deberá remitir la información del presente apartado que le sea de aplicación. Adicionalmente, el titular de la instalación de demanda deberá remitir la información establecida en el apartado 3 del presente anexo, según le sea de aplicación, incluidas las instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución que no participen en servicios de ajuste. En concreto, las instalaciones de generación asociada a autoconsumo deberán remitir la potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando en ambos casos, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación. En caso de que la instalación de generación solo deba remitir la potencia activa producida, el consumidor asociado deberá remitir solo la potencia activa consumida.

En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones con elementos de almacenamiento asociados, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 4 del presente anexo, conforme a la normativa de aplicación.

2.1 Instalaciones habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria.

– Señalizaciones.

- Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

2.2 Instalaciones térmicas de potencia instalada superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
- Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW) (en caso de transformador de evacuación compartido y, para el resto de casos, si se dispone de la misma).

- Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVar) (en caso de transformador de evacuación compartido y, para el resto de casos, si se dispone de la misma).

- Potencia activa en baja de transformador de máquina, sin descontar los consumos propios de la unidad de generación (MW).

- Potencia reactiva en baja de transformador de máquina, sin descontar los consumos propios de la unidad de generación (MVar).

- Tensión en alta de transformador de máquina (kV).

- Tensión en baja de transformador de máquina (kV).

2.3 Resto de instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).

- Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

2.4 Instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda, o que participen en el servicio de control de tensión.

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).

- Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

- En el caso de agregaciones de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que participen en servicios de balance del sistema, sólo se requerirá la potencia activa producida (MW) por el conjunto de instalaciones, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

2.5 Resto de instalaciones con obligación de envío de telemedidas en tiempo real.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.
- En caso de que a la instalación le sean de aplicación los requisitos técnicos definidos en la Orden TED/749/2020 para la implementación nacional del Reglamento (UE) 2016/631:

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

3. Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte e instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución que participen en servicios de ajuste, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda, o que tengan asociada una instalación de generación en autoconsumo.

En el caso de instalaciones con autoconsumo, el titular de la instalación de demanda deberá remitir la información establecida en el presente apartado, si le es de aplicación. Adicionalmente, el titular de la instalación de generación deberá aportar la información establecida en el apartado 2 del presente anexo.

En el caso de instalaciones de demanda con una instalación de generación asociada, la potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVar) a la que hacen referencia los siguientes subapartados deberá exceptuar los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

En el caso de instalaciones con elementos de almacenamiento asociados, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 4 del presente anexo, conforme a la normativa de aplicación.

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, en el caso de instalaciones individuales.

– Medidas.

- Potencia activa consumida (MW).
- Potencia reactiva producida/consumida (MVar), en el caso de instalaciones individuales.

- En el caso de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o que participen en el servicio de control de tensión:

- Tensión (kV), en el caso de instalaciones individuales.

Adicionalmente, las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán enviar la información que les sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones de demanda habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

– Señalizaciones.

- Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de demanda.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

En caso de instalaciones habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia, adicionalmente se enviará la potencia activa correspondiente al consumo con el que participa en el sistema.

4. Instalaciones de almacenamiento, excepto instalaciones de bombeo.
 - Señalizaciones.
 - Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, en el caso de instalaciones individuales.
 - Medidas.
 - Potencia activa inyectada/consumida (MW).
 - Potencia reactiva inyectada/consumida (MVar), en el caso de instalaciones individuales.
 - Tensión (kV), en el caso de instalaciones individuales.
 - Medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones de almacenamiento habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

- Señalizaciones.
 - Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de almacenamiento.
 - Tipo de regulación secundaria, control/no control.

ANEXO II

Información a enviar por el operador del sistema en tiempo real al gestor de la red de distribución

El objeto de este documento es determinar la información en tiempo real que el OS deberá enviar al GRD para el adecuado ejercicio de sus funciones. En el caso de información de terceros, el OS podrá enviar esta información siempre que disponga de la misma.

1. Elementos de la red observable del GRD, incluyendo los elementos frontera con la red observable del GRD para la conexión de instalaciones de producción, generación, demanda y almacenamiento.

- 1.1 Interruptores.
 - Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores.
 - Posición del carro del interruptor (si aplica).
 - En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:
 - Actuación de fallo de interruptor.
 - 1.2 Seccionadores.
 - Señalizaciones.
 - Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- Modos de funcionamiento (HVDC).

o En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Posición de los seccionadores de p.a.t.
- Señalización del automatismo de reposición (si aplica).
- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación del sistema de protección primaria o secundaria.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Tensión de la línea (kV).
- Consignas (HVDC).

1.4 Transformadores, reactancias y condensadores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- Modos de funcionamiento (transformadores desfasadores).
- En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Posición de los seccionadores de p.a.t.
- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
- Actuación de protecciones que no permiten prueba.

En transformadores de la red de transporte:

- Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (si aplica).
- Mando en local del regulador de tensión (si aplica).

– Medidas.

- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).
- Potencia activa del lado observable de transformador (MW).
- Potencia reactiva del lado observable de transformador (MVar).
- Tensión del lado observable de transformador (kV).
- Toma del regulador (transformadores de la red de transporte).
- Consignas (transformadores desfasadores).

1.5 Acoplamiento de barras.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.

- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).

1.6 Barras.

– Medidas.

- Tensión por sección de barra (kV).
- Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

2. Información de la red de transporte para la aplicación de la metodología para llevar a cabo el control de la tensión en el punto frontera transporte-distribución.

2.1 Barras de los nudos piloto de la red de transporte pertenecientes a las zonas eléctricas del gestor de la red de distribución.

– Medidas.

- Tensión por sección de barra (kV).

3. Instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de almacenamiento de bombeo conectadas a la red del GRD.

Este apartado será de aplicación a las instalaciones o agrupaciones de las mismas de con potencia instalada superior a 1 MW o superior al umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

3.1 Instalaciones habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria.

– Señalizaciones.

● Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.

- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

3.2 Instalaciones térmicas de potencia instalada superior a 50 MW.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
- Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVar).
- Tensión en alta del transformador de máquina (kV).
- Tensión en baja del transformador de máquina (kV).
- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.3 Resto de instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.4 Instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda, o que participen en el servicio de control de tensión.

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.5 Resto de instalaciones con obligación de envío de telemedidas en tiempo real.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- En caso de que a la instalación le sean de aplicación los requisitos técnicos definidos en la orden TED/749/2020 para la implementación nacional del Reglamento (UE) 2016/631:

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

4. Instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución bajo su gestión que participen en servicios de ajuste con una unidad física con localización eléctrica específica, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

- Señalizaciones.
- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.
- Medidas.
- Potencia activa consumida (MW).
- Potencia reactiva producida/consumida (MVar).
- En caso de que la instalación de demanda participe en el servicio de control de tensión:
 - Tensión (kV).

En el caso de instalaciones de demanda habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

- Señalizaciones.
- Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

En caso de instalaciones habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia, adicionalmente se enviará la potencia activa correspondiente al consumo con el que participa en el sistema.

5. Instalaciones de almacenamiento con una unidad física con localización eléctrica específica, excepto instalaciones de almacenamiento de bombeo, conectadas a la red de distribución bajo su gestión.

Este apartado será de aplicación a las instalaciones de potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente o al que se establezca para las instalaciones de generación de electricidad en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

- Señalizaciones.
- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.
- Medidas.
- Potencia activa inyectada/consumida (MW).
- Potencia reactiva inyectada/consumida (MVar).
- Tensión (kV).
- Medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

En el caso de instalaciones de almacenamiento habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

- Señalizaciones.
- Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de almacenamiento.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.