

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

14009 *Resolución de 19 de junio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos P.O.9.2 y P.O.14.4 para permitir la liquidación de las penalizaciones asociadas al incumplimiento del envío de información en tiempo real.*

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, en su sesión de 18 de junio de 2026, resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

Antecedentes de hecho.
Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.
Segundo. Síntesis de la propuesta sometida a audiencia.
Tercero. Resultado del trámite de audiencia e información pública.

Resuelve.

Anejo 1. P.O.9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

Anejo 2. Modificación del P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 21, establece que el operador del sistema aplicará los requisitos comunes establecidos a nivel europeo según el Reglamento (UE) 2017/1485. En particular, en punto segundo, se establece que el Operador del Sistema, de manera acordada con los gestores de la red de distribución, aplicará los requisitos organizativos y contemplará las funciones y responsabilidades relacionadas con el intercambio de datos relativos a la seguridad del sistema entre instalaciones de generación y demanda y

gestores de la red que se determinen según lo dispuesto en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

Segundo.

El día 13 de noviembre de 2019 se aprobaron mediante Resolución de la CNMC las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485. Posteriormente, fue aprobado mediante Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la CNMC el Procedimiento de Operación (P.O.) 9.2, sobre el intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

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: 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.

Tercero.

Al objeto de dar cumplimiento al requerimiento de la Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la CNMC, con fecha 1 de octubre de 2021 tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de modificación de los siguientes Procedimientos de Operación:

- P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema.
- P.O.9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

La propuesta fue aprobada el 16 de marzo de 2023 tras ser sometida al trámite de audiencia al Consejo Consultivo de Electricidad. Además de mejoras en la redacción del texto, se establecieron penalizaciones para los incumplimientos recurrentes en la adscripción a centros de control y la calidad de telemidas con el objetivo de garantizar la visibilidad y control del sistema. Con el objeto de liquidar las penalizaciones, se estableció un mandato al operador del sistema para que remitiera a esta Comisión la propuesta de modificación de los procedimientos de operación necesarios para ello.

Cuarto.

Al objeto de dar cumplimiento al requerimiento de la Resolución de 16 de marzo de 2023 de la CNMC, con fecha 2 de diciembre de 2024 tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de modificación de los siguientes Procedimientos de Operación:

- P.O.9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.
- P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Si bien la nueva modificación del P.O.9.2 no resultaba necesaria para dar cumplimiento al mandato de la CNMC, el operador del sistema consideró oportuno aprovechar el trámite para introducir mejoras en dicho procedimiento. La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 1 de octubre y el 31 de octubre de 2024. El escrito se

acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Quinto.

Con fecha 18 de julio de 2025, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos P.O.9.2 y P.O.14.4 para permitir la liquidación de las penalizaciones asociadas al incumplimiento del envío de información en tiempo real». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 18 de septiembre.

Sexto.

Con fecha 18 de julio de 2025, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El artículo 6.2.a) del Reglamento (UE) 2017/1485 atribuye a las autoridades reguladoras la aprobación los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 40, apartado 6.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo a la gestión de la operación del sistema eléctrico.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, se deben modificar los procedimientos de operación P.O.9.2 y P.O.14.4, al objeto de introducir los cambios necesarios para liquidar las penalizaciones asociadas a los incumplimientos de las obligaciones de adscripción a centro de control, envío y calidad de las telemidas de las instalaciones a las que sea de aplicación, de acuerdo con lo previsto en la Resolución de 16 de marzo de 2023 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.8 y 9.2.

Segundo. *Síntesis de la propuesta sometida a audiencia.*

La presente resolución modifica los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O.9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.
- P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El P.O.9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema tiene por objeto la definición de la información en tiempo real que debe intercambiar el operador del sistema con el resto de sujetos del sistema eléctrico peninsular para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, así como 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, la definición de los criterios y mecanismos para el tratamiento de la información en tiempo real gestionada por el OS, el establecimiento de los requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS y la definición de los criterios de validación de la calidad de la telemida de la potencia activa en tiempo real.

La modificación del P.O.9.2 no es necesaria a los efectos de permitir la liquidación de las penalizaciones. Se revisa para incluir mejoras identificadas por el OS durante la implementación del procedimiento vigente, aprobado por resolución de la CNMC de 16 de marzo de 2023, así como para aclarar algunos aspectos del texto vigente, en su mayor parte, relativos al proceso y criterios de validación de las telemidas y la posterior penalización en caso de incumplimiento. Los cambios principales se pueden sintetizar en los siguientes puntos:

– Se aclara en el apartado 3. Ámbito de aplicación del procedimiento la aplicación de este procedimiento a las instalaciones de enlace para la conexión de las instalaciones de producción, generación, demanda, distribución o almacenamiento.

– Se aclara en el apartado 4. Responsabilidades que la información de las instalaciones de enlace se debe enviar a través de un centro de control de generación y demanda, conforme al esquema de intercambio de información en tiempo real con el OS. Se adaptan en relación con este cambio los apartados 6. Mecanismos de intercambio de información en tiempo real con el OS y 7.2 Información en tiempo real facilitada por el OS.

– En el apartado 5, sobre la confidencialidad de la información, se propone una redacción que permita al OS enviar a los GRD información de instalaciones de la red de transporte sin necesidad de autorización de terceros. Esta medida será transitoria hasta la aprobación de la red observable de los GRD, que eliminará por sí misma la necesidad de requerir autorización para realizar el mismo intercambio de información. El cambio se realiza con objeto de facilitar la información en tiempo real que los GRD precisan para la realización de sus funciones.

– Se suprime el último párrafo del apartado 6 relativo a los mecanismos para el intercambio de información, al considerar que es redundante con lo indicado en el apartado 4 de este procedimiento, donde ya se recoge que el envío de información en tiempo real se debe realizar a través de un centro de control de generación y demanda de libre elección.

– Se realizan múltiples modificaciones con objetivo aclaratorio en el apartado 7.1 sobre la información en tiempo real facilitada al OS:

- Se elimina el apartado referente a la creación de unidades físicas con carácter excepcional, ya que la configuración de este tipo de unidades ya está recogida en el P.O.3.1 y la información en tiempo real se debe enviar por unidad física en todo caso.

- Se añade cómo se debe enviar la información de las instalaciones de enlace, en línea con lo recogido en el anexo I del P.O.9.2 en vigor.

- Se modifica el apartado en el que se establecía que las instalaciones sin UF dentro de una agrupación con obligación de envío de información en tiempo real debían enviar una telemida conjunta con el resto de las instalaciones que cumplieran las mismas condiciones, de manera que, con la nueva redacción, se aclara que este conjunto de instalaciones podrá enviar una o varias telemidas.

- Se especifican excepciones aplicables a las instalaciones híbridas en caso de que la configuración de la instalación no permita el envío de telemidas en barras de central, especificando que la aplicación de excepciones podría condicionar la participación en algunos servicios al sistema.

– Se matiza en el apartado 7.2 que el intercambio en tiempo real con los centros de control de información relativa a elementos de conexión de instalaciones conectadas a la red de transporte no puede incluir información confidencial de terceros.

– Se especifica en el apartado 8, relativo a los plazos de provisión de la información, que el OS puede solicitar los datos con una periodicidad entre 4 y 12 segundos, en función de la frecuencia necesaria para participar en los servicios.

– Se introducen cambios de redacción en el apartado 11.2 con objeto de facilitar la comprensión de los criterios de validación del cumplimiento de las obligaciones de envío de información. En particular, se aclara que, en el caso de instalaciones de autoconsumo, se validará el envío de las telemidas tanto de la instalación de generación como de la instalación de demanda.

– Se modifican los siguientes aspectos del apartado 12 sobre penalizaciones:

- Se especifica que la parte variable de la penalización a la demanda se calculará teniendo en cuenta la potencia contratada máxima, ya que existe la posibilidad de que una demanda tenga distintos valores de potencia contratada.

- Se establece que el reparto de las penalizaciones en instalaciones con más de una unidad de programación será solidario entre todas las unidades a las que pertenece.

- Se amplía el plazo de incumplimiento de la obligación de envío de telemida de tres a cuatro meses, con el fin de que las instalaciones ya en servicio dispongan de un mes adicional para implementar los cambios necesarios en sus instalaciones.

- Se añade la posibilidad de eximir de las penalizaciones asociadas a la validación de la calidad de la telemida a instalaciones que incurran en incumplimientos por causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

– Por último, se realizan las siguientes modificaciones en el anexo I del procedimiento:

- Se especifica que el envío de información en tiempo real asociada a la prestación de servicios se detallará en la normativa o la especificación técnica correspondiente a dicho servicio. Asimismo, se eliminan las referencias al intercambio de información asociado al servicio de regulación secundaria, que quedan recogidas en el P.O.7.2.

- Se reemplaza el término «de conexión» por «instalación de enlace», conforme a la definición incluida en el ámbito de aplicación.

- Se suprime la obligación del envío del estado de conexión con la red de transporte o distribución en instalaciones de demanda en autoconsumo.

- Se especifica que las agregaciones de instalaciones de almacenamiento con potencia instalada inferior o igual a 1 MW solo deben enviar la potencia activa.

- Se define la telemida de producible, necesaria para alimentar los previsores del OS. Asimismo, se adaptan los periodos de envío de producible para que correspondan con los siguientes cuatro periodos de programación.

- Se suprime del texto la referencia a «cualquier otro servicio de respuesta activa de la demanda» ya que, en caso de surgir servicios adicionales de aplicación a la demanda o el almacenamiento, se deberá valorar la necesidad de actualizar este procedimiento.

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

El P.O.14.4 se modifica al objeto de incluir la liquidación de las penalizaciones asociadas a los incumplimientos de las obligaciones de adscripción a centro de control, envío y calidad de las telemidas, establecidas en el apartado 4.4 del P.O.3.8 y en el apartado 12 del P.O.9.2. En concreto:

– Se añade un nuevo apartado 29 en la sección VII Liquidación de otros conceptos, para incluir la liquidación de los incumplimientos de las obligaciones de adscripción a centro de control, envío y calidad de las telemidas establecidas en el apartado 4.4 del P.O.3.8 y en el apartado 12 del P.O.9.2.

- Se adapta la numeración de todos los apartados posteriores a nuevo apartado 29, así como las referencias a dichos apartados a lo largo del texto del procedimiento.
- Se modifica el apartado 30 (31 tras la introducción del nuevo apartado 29) Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad, para incluir el importe horario de la liquidación de los incumplimientos anteriores en el coste horario agregado de los servicios de ajuste de los servicios de ajuste del sistema que se reparte a la demanda en proporción a su consumo en barras de central, minorando el coste que paga la demanda, conforme establece la Resolución de la CNMC de 16 de marzo de 2023.

Tercero. *Resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Durante el trámite de audiencia de la CNMC, se han recibido comentarios de diez sujetos, entre empresas y asociaciones que representan a generadores convencionales y renovables, así como distribuidores y consumidores. Algunas de las alegaciones recibidas son de carácter general, de un ámbito que excede el de la presente resolución y, por tanto, no pueden ser abordadas en la misma, especialmente tras el trámite de audiencia. Es el caso, por ejemplo, de la definición de red observable por los gestores de la red de distribución.

Respecto a los comentarios recibidos sobre los procedimientos de operación objeto de esta resolución, la gran mayoría se centran en el P.O.9.2. Entre los asuntos alegados, se encuentran aspectos sobre plazos y excepciones a penalizaciones, la evaluación de su incumplimiento, los intercambios de información con el gestor de la red de distribución, la frecuencia o los puntos donde se aplican las telemidas. Se exponen a continuación las consideraciones de la CNMC a las principales alegaciones recibidas.

Telemidas de instalaciones de autoconsumo.

Algunos sujetos cuestionan el envío de telemidas por parte de las instalaciones de autoconsumo, en particular, en la modalidad sin excedentes, en las que no se dispone de una instalación de producción inscrita en registro y con capacidad de acceso.

No se están modificando en este trámite las disposiciones a este respecto. En concreto, el ámbito de aplicación del P.O.9.2 vigente ya prevé su aplicación tanto a instalaciones de producción como de generación, cuyo tratamiento diferencia el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Criterio de aplicación del umbral de telemidas en instalaciones híbridas.

Varios sujetos han propuesto que tanto el umbral de envío de telemidas como la evaluación de incumplimiento y las penalizaciones asociadas para las instalaciones híbridas se haga en base a la capacidad de acceso otorgada y no a la suma de la potencia instalada de las instalaciones que la conforman.

Sin embargo, esta Comisión considera que esto no sería coherente con lo establecido regulatoriamente sobre el envío de telemidas 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, para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En dicho artículo se establece que la obligación de envío de telemidas está referida a superar un umbral (1 MW) de potencia instalada, y no por capacidad de acceso otorgada.

Además, se encuentra actualmente en tramitación un Proyecto de orden por la que se establece el régimen de observabilidad de las redes eléctricas y el intercambio de datos entre el operador del sistema, los gestores de redes de distribución y los usuarios de la red. En dicha propuesta, el umbral de aplicabilidad del envío de telemidas se establece mediante la potencia instalada de las instalaciones y no por la capacidad de acceso.

Punto de envío de la información en tiempo real para instalaciones híbridas.

De acuerdo con el apartado 7.1 del P.O.9.2, la información en tiempo real facilitada al OS debe ser remitida en barras de central (BC) de la instalación, entendiendo BC, a estos efectos, 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. Algún sujeto puso de manifiesto que el requerimiento de teled medida en BC no es adecuado para el caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, ya que en algunos casos estas instalaciones podrían no disponer de un punto común de conexión de todos sus módulos no compartido con terceros.

Para salvar estas circunstancias, la propuesta de modificación del P.O.9.2 recibida del OS incorporaba la posibilidad de que el sujeto propusiera al OS o GRD una configuración de envío alternativa. En el trámite de audiencia de la propuesta, algún sujeto ha considerado dicha modificación insuficiente, ya que la decisión de aceptación de la alternativa queda en manos del gestor de la red. Se solicita que se elimine la obligación de teled medida en BC o, alternativamente, que se prevea la implicación de la CNMC en el proceso de decisión.

Establecer un criterio armonizado para la ubicación del punto de teled medida es esencial para garantizar una observabilidad efectiva del sistema por parte de los gestores de la red, así como un trato equitativo de todas las instalaciones a la hora de proveer servicios al sistema, en particular, aquellos servicios con una marcada sensibilidad geográfica, como el control de tensión. Por tanto, se ha optado por mantener el texto propuesto, añadiendo una justificación ante la CNMC por parte de los gestores de red en caso de rechazo a la alternativa propuesta por los sujetos.

Envío de teled medidas de agrupaciones de instalaciones menores de 1 MW.

En relación con el envío de teled medidas para las instalaciones de generación, han surgido algunas dudas respecto al método de envío para el caso de agrupaciones de instalaciones. Las instalaciones que pertenecen a una misma agrupación con potencia superior a 1 MW envían la teled medida de la siguiente forma: si alguna instalación dispone de una UF con localización eléctrica específica, enviará la información de manera independiente al resto; igualmente, si un subconjunto de instalaciones comparte sujeto de mercado y tiene UF con localización eléctrica específica, también enviará la información de forma independiente. Sin embargo, el resto de las instalaciones con potencia inferior a 1 MW y sin UF con localización eléctrica específica deberán enviar la teled medida de manera agregada, pertenezcan o no a la misma UF agregadora, excluyendo siempre las teled medidas de aquellas instalaciones que cuenten con UF con localización eléctrica específica.

Si bien se considera que el texto propuesto reflejaba correctamente el tratamiento descrito, se ha modificado el texto del procedimiento para aclarar posibles dudas al respecto.

Aclaración sobre envío de teled medidas de instalaciones de demanda.

En alguna alegación se pide aclarar si ha habido alguna modificación relativa al envío de teled medidas en tiempo real para las instalaciones de demanda. Con la revisión del procedimiento propuesta por el OS es cierto que se ha rebajado el requisito en estas instalaciones con carácter general y, por tanto, sólo se requiere la remisión de la información de la instalación de enlace a la que esté conectada la instalación de demanda con el fin de poder realizar maniobras en la instalación compartida conforme a los criterios de seguridad que sean aplicables.

Únicamente en caso de participar en servicios de ajuste del sistema o en SRAP, se requiere la remisión de las teled medidas de las unidades con las que se participe, por su relevancia para la seguridad del sistema. En estos casos, no resulta suficiente el valor

agregado total al no ser obligatorio participar con la totalidad de la instalación de demanda.

Evaluación del cumplimiento de las obligaciones del envío de teled medidas.

Se han recibido también comentarios al respecto de la evaluación del incumplimiento con las medidas de las que se dispone en el cierre M+1, exponiendo que esta evaluación debería realizarse con el cierre definitivo, ya que pueden existir errores de cálculo que se solventen con la última revisión. A este respecto, esta Comisión considera que existen márgenes suficientes en la evaluación del incumplimiento de la calidad del envío de la teled medida como es el caso del 25 % de horas desviadas permitidas o el 10 % de horas sin registro de medida liquidable permitido. Además, para la aplicación de penalizaciones el operador del sistema ha considerado un plazo de incumplimiento sostenido superior a 3 meses para la obligación de envío, así como de cuatro meses para la validación de la calidad del envío de teled medidas. Por otro lado, la señal destinada a garantizar el correcto envío de la teled medida podría no ser suficientemente eficaz si se aplican penalizaciones por incumplimientos anteriores, dado que la publicación del cierre definitivo de la medida liquidable se produce varios meses después del cierre provisional.

Por otra parte, se han recibido alegaciones sobre un posible desfase temporal entre la fecha de inicio de la obligación de envío de teled medidas prevista en el apartado 11.2 del P.O.9.2, que viene determinada por la fecha en que se produce una comunicación entre el gestor de la red de distribución y el OS, y la comunicación al sujeto de dicha circunstancia, en el caso de instalaciones existentes que mediante agrupación alcanzan el límite de potencia exigido.

Una primera consideración a este respecto es que el operador del sistema no tiene capacidad para conocer cuando se hace efectiva la comunicación por parte del gestor de la red de distribución a las instalaciones, por lo que no resultaría sencillo abordar otro enfoque en la norma. Pero, en todo caso, se considera que, aun en caso de constatarse el temido desfase, la probabilidad de impacto negativo sobre la instalación sería reducida, ya que la fecha de comunicación al OS marca el inicio del cómputo del periodo de incumplimiento, que debe prolongarse durante tres meses antes de conllevar un impacto económico. Por último, el apartado 11.3 del P.O.9.2 prevé la publicación por el OS de la información de teled medida y sus incumplimientos en el cierre de medidas M+1, dando tiempo a la reacción de los sujetos antes de aplicar penalizaciones.

Importe de las penalizaciones.

Una cuestión alegada por los sujetos en relación con el importe de las penalizaciones es la posibilidad de que el establecimiento de penalizaciones fijas por instalación perjudique en mayor medida a las instalaciones de menor tamaño. A este respecto, indicar en primer lugar que no es objeto de esta revisión del procedimiento, las penalizaciones fijas están en la versión vigente. Por otra parte, conviene recordar que esta cuestión fue ya debatida en su momento, y es, entre otras razones, el motivo de que las penalizaciones se compongan de dos términos, uno fijo por instalación y otro variable con la potencia instalada. Si bien el término fijo puede tener un bajo impacto sobre una gran instalación, será el término variable el que sirva en ese caso de desincentivo al incumplimiento, aportando además proporción respecto al impacto sobre el sistema. Por el contrario, para una pequeña instalación, el término variable no aportaría incentivo suficiente. Además, los valores de las penalizaciones se calcularon sobre la base del coste asociado al cumplimiento, por lo que un incremento o decremento arbitrario no estaría justificado.

Otra cuestión planteada al respecto del importe de las penalizaciones es el riesgo de discrecionalidad en los importes fijados en el P.O.9.2, los cuales alega algún sujeto que podrían ser incrementados posteriormente por el regulador. Se solicita que se incluya en el texto una metodología pública para la revisión de las penalizaciones. Esta Comisión no considera necesario, ni conveniente, establecer la metodología solicitada. La fijación

de los precios en un PO es ya garantía de transparencia, puesto que su modificación requiere un proceso de tramitación reglado por la Circular 3/2019. Además, una metodología de revisión de precios obligaría a establecer supuestos cuyo cumplimiento motivara el lanzamiento del proceso de revisión, lo que podría ser contrario al objetivo perseguido.

Reparto de las penalizaciones.

En cuanto al reparto de las penalizaciones, los sujetos han expuesto varias dudas sobre su aplicación en función de las diferentes casuísticas de las instalaciones. En primer lugar, algún sujeto ha pedido clarificar el reparto de la responsabilidad en el caso de las instalaciones de enlace. Si bien cada instalación es responsable del envío y calidad de su propia medida individual, esta Comisión considera que, para el caso de la instalación de enlace, el reparto de la responsabilidad no debe establecerse en este procedimiento, sino de forma acordada entre las partes implicadas. Esta valoración es acorde con el acuerdo de reparto de responsabilidades previsto en el artículo 21.5 de la Ley 24/2013, en redacción dada por el Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo.

Por otra parte, otras alegaciones versan sobre el reparto de las penalizaciones en el caso de las agrupaciones de instalaciones con obligación de envío de telemetria conjunta. En el caso de instalaciones que, aun perteneciendo a una agrupación, formen una unidad física con localización eléctrica específica, el procedimiento dispone que la telemetria sea individualizada y así la penalización se aplica a cada instalación de forma individual. En este caso, cada instalación responde únicamente por sus propios incumplimientos y no por los del resto de la agrupación.

Sin embargo, cuando las instalaciones no puedan constituir una unidad física con localización eléctrica específica y formen parte de una agrupación que supere el umbral de 1 MW, la telemetria se remite agregada y, por tanto, todas las instalaciones de la agrupación serán responsables del envío en conjunto. En caso de que dicho envío conjunto incurra en un incumplimiento susceptible de penalización conforme al procedimiento, la penalización se aplica de forma individualizada a cada instalación, por considerar que todas ellas son igualmente responsables del incumplimiento. Si bien es posible, como alegan los sujetos, que el origen del problema se encuentre en una instalación concreta, el operador del sistema no dispone de visibilidad sobre las instalaciones que originan el envío erróneo y, por tanto, no puede asignar la responsabilidad de un modo más preciso.

Por último, existe el caso de instalaciones que pueden tener asociadas más de una unidad de programación (UP), como es el caso de las instalaciones dentro del Régimen Económico de Energías Renovables (REER) o el de las instalaciones de autoconsumo colectivo sin excedentes. En este caso, si es penalizada una de estas instalaciones, el procedimiento establece que se reparte a partes iguales entre las UP, ya que las UP son las unidades básicas de liquidación del operador del sistema. A este respecto, algún sujeto ha sugerido que el reparto entre UP se haga en función de la potencia que corresponde a cada una de dichas UP. En este caso, el reparto por potencia podría complicar excesivamente el proceso, ya que para cada caso puede tener sentido un reparto diferente (por ejemplo, potencia asociada para las REER y coeficiente de reparto para el autoconsumo compartido), o los sujetos preferir un reparto según acuerdo privado. Además, algunas de estas UP podrían a su vez componerse de varias instalaciones. Se considera prudente mantener el reparto a partes iguales, que, en todo caso, podrá ser revisado más adelante.

Evaluación del incumplimiento para instalaciones afectadas por casuísticas diferentes.

Algunas alegaciones exponían la necesidad de considerar casos como las paradas de las instalaciones o interferencias con el encargado de lectura en la evaluación del incumplimiento del envío de telemetrias. Sobre este aspecto, esta Comisión considera

que el marco de evaluación del incumplimiento en el envío de la telemedida ya incorpora márgenes de flexibilidad suficientes para estas situaciones, así como que deben de ser incumplimientos sostenidos en un periodo prolongado para que conlleven penalizaciones.

Por otro lado, se hace notar la inclusión en el texto del P.O.9.2 de un supuesto de fuerza mayor en el que se suspenden las penalizaciones, siempre que exista una motivación justificada. No obstante, se ha mejorado la redacción para clarificar que no se trata de una suspensión temporal de las penalizaciones que habrán de abonarse en el futuro, sino que existe una suspensión efectiva de las penalizaciones por incumplimiento en el envío de telemedidas durante el tiempo que dure la interrupción por causas de fuerza mayor.

Información intercambiada con el GRD.

El texto del P.O.9.2 contempla que el OS remitirá al GRD las telemedidas de las instalaciones conectadas a su red y a su red observable. En tanto se apruebe la normativa que desarrolle la red observable⁽¹⁾, se ha introducido una medida transitoria en el P.O.9.2 que permite el envío por el OS a los GRD de información relativa a las instalaciones de enlace con terceros, en aquellos casos en los que el OS lo considere justificado.

⁽¹⁾ El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha abierto el proceso de audiencia e información pública para el Proyecto de Orden por la que se establece el régimen de observabilidad de las redes eléctricas y el intercambio de datos entre el Operador del Sistema, los gestores de redes de distribución y los usuarios de la red. Este proyecto desarrolla en España lo dispuesto en el artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión (la Directriz sobre la Gestión de la Red de Transporte de Electricidad). <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2026/detalle-participacion-publica-k-822.html>

Diversos sujetos han propuesto incorporar en la información que se intercambia con los GRD, la relativa a las instalaciones de generación, demanda o almacenamiento conectadas a su red observable. En este sentido, también se ha solicitado eliminar la valoración del OS para el intercambio de información de las instalaciones de la red de transporte con terceros durante el periodo transitorio previo a la definición de la red observable del GRD.

Sin embargo, esta Comisión considera que, en tanto no se defina el alcance de la red observable y, por la sensibilidad de la información intercambiada, se considera que la valoración del OS es necesaria para telemedidas de instalaciones conectadas a la red de transporte. No obstante, una vez se complete la regulación correspondiente, el GRD pasará a disponer de la información de la red observable sin que medie una valoración previa y en, cualquier caso, se podrán adaptar los procedimientos de operación necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de los futuros desarrollos en las redes de distribución.

Por otro lado, se ha solicitado que el envío de telemedidas para instalaciones incluidas en una zona de regulación sea obligatorio también hacia el GRD, en lugar de tener carácter potestativo. No obstante, este planteamiento no resulta coherente con lo establecido en las Especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, en particular con su apartado séptimo.3, que reproduce literalmente dicha previsión y establece el carácter obligatorio del envío directo al OS, por la criticidad del servicio de regulación secundaria, y opcional del envío al GRD.

Por último, algún sujeto alega que debe mantenerse el envío del producible de las instalaciones de almacenamiento, por considerarlo necesario para la gestión de la capacidad flexible de la demanda. De acuerdo con la justificación facilitada por el OS, dicha información no está siendo proporcionada actualmente, ni estaba previsto su envío, por tanto, se trata de una errata que hay que corregir para que el texto refleje la realidad del intercambio. El proceso actual de modificación del P.O.9.2 no tiene por

objeto su adaptación para la gestión de la capacidad flexible, si se constata que la información es necesaria a tal fin, podrá revisarse en ese ámbito.

Otros cambios solicitados por el OS.

Tras el trámite de audiencia de este procedimiento, el OS ha solicitado la modificación del texto de dos apartados del P.O.9.2., con el objetivo de mejorar o clarificar ciertos aspectos. Las modificaciones solicitadas han sido aceptadas por considerarse convenientes y porque o bien implican un beneficio para los sujetos o tienen nulo impacto.

Las modificaciones introducidas son las siguientes:

– En el apartado 11.1 del P.O.9.2, relativo a la validación de la calidad de la telemedida, se ajusta el criterio de validación de Q para evitar penalizaciones en casos con baja potencia reactiva. La modificación consiste en aplicar un error mínimo también para Q, estableciendo que solo se consideren desviaciones cuando la medida liquidable o telemedida de energía reactiva supere el 5 % de la potencia obligatoria o contratada, con un umbral mínimo entre el 5 % y 0,1 Mvarh. Este cambio permite que, un desvío de la telemedida en un contexto de una reducida inyección o absorción de reactiva no conlleve penalizaciones, extendiendo así un criterio que en la versión previa se limitaba a la potencia activa.

Además, en este mismo apartado, se adapta el texto para matizar que la medida liquidable que utiliza el operador del sistema para evaluar el cumplimiento de la telemedida de las instalaciones de autoconsumo corresponde al saldo entre ambas instalaciones, independientemente de si existen o no equipos de medida diferenciados para la instalación de generación y la demanda. Por tanto, la comprobación se realizará siempre sobre el saldo resultante del registro de las telemedidas de ambas instalaciones y no de forma separada. Esto es, sin perjuicio de que la obligación del envío de telemedida para estas instalaciones se debe de realizar de forma separada entre la instalación de generación y de demanda. De esta forma se tiene en cuenta la casuística general de estas instalaciones ya que, en su mayoría, estas disponen únicamente de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera tal y como se requiere en el artículo 10 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

– En el apartado 12 del P.O.9.2, relativo a la penalización por la validación de la calidad de la telemedida, se elimina la referencia a «penalización por telemedida» con el objeto de evitar posibles interpretaciones erróneas, dado que la penalización se aplica a nivel de instalación. Esta aclaración se introduce para evitar que pueda interpretarse la aplicación de una doble penalización por incumplimiento en la calidad de la telemedida de potencia activa y reactiva. En efecto, solo existirá una única penalización, ya que la evaluación se realiza por incumplimiento horario, siendo indiferente si se debe a una calidad deficiente en la telemedida de reactiva, activa o en ambas durante esa misma hora.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento de operación P.O.9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema y la modificación parcial del P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema que se incluyen en los anejos.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos el día 1 de septiembre de 2026.

Segundo.

Dejar sin efectos en esa misma fecha las versiones anteriormente aprobadas del P.O.9.2 y los correspondientes apartados del P.O.14.4.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 19 de junio de 2026.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO 1

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 asociadas 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 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 o en el sistema de reducción automática de potencia.

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 o en el sistema de reducción automática de potencia.

d) Elementos de la red de transporte y elementos de la red observable del OS, incluyendo instalaciones de enlace para la conexión a la red de transporte de instalaciones de producción, generación, demanda, distribución o almacenamiento.

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.

A efectos de este procedimiento de operación se considera:

– Instalación de producción, incluyendo instalaciones de generación en autoconsumo con excedentes: cada clave del Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

– Instalación de generación en autoconsumo sin excedentes: cada uno de los Códigos de Autoconsumo (CAU) asignados por el gestor de la red de distribución.

– Instalación de almacenamiento: cada clave del Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

– Instalación de demanda: cada Código Unificado de Punto de Suministro.

– Instalación de enlace: cada frontera con la red de transporte a través de la cual se conectan instalaciones de producción, generación, demanda, distribución o almacenamiento.

4. *Responsabilidades*

Los sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b), c) y d), deberán enviar la información en tiempo real a un centro de control de generación y demanda de su libre elección, excepto instalaciones de transporte o de distribución que alternativamente podrán enviar esta información a través de los enlaces establecidos entre los sistemas informáticos de los centros de control del OS y los de los centros de control del gestor de red correspondiente. Este centro de control deberá enviar dicha información recibida en tiempo real 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 aquella 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.

Hasta la aprobación de la normativa para la definición de la red observable de los GRD, el OS podrá intercambiar con los GRD información en tiempo real de instalaciones de la red de transporte, incluyendo la relativa a posiciones de instalaciones de enlace con terceros, que requieran para el correcto ejercicio de sus funciones, sujeto a la valoración del OS. A estos efectos y en su calidad de terceros, no será necesaria la autorización expresa de los sujetos titulares de la información generada. El GRD deberá tratar esta información como información confidencial y no podrá comunicársela a otros terceros.

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), c) y d), excepto instalaciones de transporte o de distribución para las que se empleen los enlaces establecidos entre los sistemas informáticos de los centros de control del OS y los de los centros de control del gestor de red correspondiente, 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.

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 general 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.

No obstante, el OS o el GRD a cuya red se conecte la instalación valorará otras alternativas de remisión en aquellos casos en los que por cuestiones técnicas o administrativas no sea posible remitir las telemedidas del conjunto de la instalación en barras de central, 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 remitida a través del centro de control 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 remitida a través del centro de control.

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 con localización eléctrica específica 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 de forma conjunta con el resto de las instalaciones de la agrupación que tampoco dispongan de unidad física con localización eléctrica específica.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.b de este procedimiento de operación que participen en servicios de ajuste del sistema o en el sistema de reducción automática de potencia, 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 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.

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 caso de que por motivos técnicos una instalación híbrida no pueda remitir sus telemidas conforme a lo anterior, el centro de control deberá remitir al OS o al GRD una propuesta de envío alternativa indicando los motivos que la justifican. El OS o GRD podrán requerir al solicitante la información que considere necesaria para valorar la propuesta, consignando un plazo de respuesta para dicho requerimiento de información de al menos diez días hábiles, así como proponer una nueva alternativa.

En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.d de este procedimiento de operación, deberán enviar la información en tiempo real para cada frontera con la red de transporte.

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 (estado 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).

En todos aquellos casos en los que este apartado permite la propuesta de alternativas para valoración del OS o GRD, el rechazo de dichos gestores deberá ser informado a la CNMC, acompañando la comunicación de un informe justificativo del motivo del rechazo.

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 telemidas en tiempo real disponible correspondientes a:

– Sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b), c) y d), 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 les facilitará los centros de control de las instalaciones conectadas a la red bajo su gestión o a la red observable por cada GRD.

Los centros de control 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 la subestación de conexión con la red de transporte de dichas instalaciones, exceptuando la información relativa al punto de conexión de otras instalaciones de generación, demanda o almacenamiento en dicha subestación.

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 4 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.

El OS solicitará, vía el lado cliente del protocolo, las medidas con una periodicidad entre 4 y 12 segundos, en función de la frecuencia necesaria para participar correctamente en los distintos servicios.

Los estados digitales se publicarán en el servidor de comunicaciones por cambio con un retraso máximo de 1 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⁽²⁾. 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 quince 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.

⁽²⁾ Entendiéndose 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 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 3 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, respectivamente, aquellas en las que:

- la energía horaria activa liquidable o bien la telemida horaria integrada de potencia activa 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.

- la energía horaria reactiva liquidable o bien la telemida horaria integrada de potencia reactiva superen el 5 % de la potencia reactiva obligatoria establecida en el procedimiento de operación de control de tensión (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 Mvarh.

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,, 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, la fecha desde la que comienzan a contabilizarse los meses de incumplimiento es:

– Para instalaciones nuevas, 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, la fecha que el GRD comunique al OS como fecha en la que la instalación comienza a formar parte de la agrupación.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemedida por participar en servicios de balance o en el sistema de reducción automática de potencia, la fecha de habilitación.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetria que dejan de enviar telemetria, 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, la fecha desde la que comienzan a contabilizarse los meses de incumplimiento es:

– Para instalaciones nuevas, 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 o en el sistema de reducción automática de potencia, la fecha de habilitación.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetria que dejan de enviar telemetria, el día siguiente a la fecha de baja de la instalación del centro de control de generación y demanda.

En el caso particular de las instalaciones en régimen de autoconsumo con obligación de enviar telemetrias al operador del sistema de forma separada para la instalación de generación y la instalación de demanda, el OS deberá validar que se reciben ambas telemetrias.

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, conforme a lo indicado en el apartado 11.2 de este procedimiento, conllevará, a partir del cuarto mes consecutivo de incumplimiento:

– Una penalización mensual fija de 120 euros, incrementada en 30 euros por cada MW de potencia instalada de cada instalación de producción o de generación asociada a autoconsumo (o, en caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida) o por cada MW de potencia contratada máxima de cada instalación de demanda.

El incumplimiento por parte de una instalación de la validación de la calidad de telemetria de potencia activa o de potencia reactiva, conforme a lo indicado en el

apartado 11.1 de este procedimiento, conllevará, a partir del tercer mes consecutivo de incumplimiento:

– Una penalización mensual fija de 60 euros, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada de cada instalación de producción o de generación asociada a autoconsumo (o, en caso de instalaciones híbridas en las que se valide más de una teled medida, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida) o por cada MW de potencia máxima de cada instalación de demanda.

En caso de instalaciones que tengan asociadas más de una unidad de programación, las penalizaciones que les sean de aplicación se repartirán a partes iguales entre dichas unidades de programación.

En caso de que por causa de fuerza mayor se viera afectada la calidad de la teled medida remitida por una instalación, el centro de control deberá notificar la situación y la fecha prevista de resolución lo antes posible al OS para que pueda valorar la suspensión efectiva de la aplicación de penalizaciones asociadas a la validación de la calidad de teled medida de dicha instalación. El centro de control deberá comunicar al OS la resolución de la incidencia tan pronto como se produzca.

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.

La participación potestativa en servicios puede conllevar requerimientos adicionales de información en tiempo real. En caso de que se requiera información en tiempo real adicional a la recogida en este procedimiento por la participación en servicios de ajuste o en el sistema de reducción automática de potencia, dicha información se detallará en la normativa o especificación técnica correspondiente.

En este anexo se entiende como producible la potencia máxima que puede producir una instalación con sus mejores previsiones de recurso y disponibilidad, sin considerar condicionantes externos como la participación en servicios de ajuste o las limitaciones de producción, entre otros.

1. *Elementos de la red de transporte, elementos de la red observable del OS y elementos de la instalación de enlace 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 la instalación de enlace 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 la instalación de enlace 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 la instalación de enlace 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 la instalación de enlace 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 del 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 de enlace 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 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).

2.2 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 Real Decreto 413/2014:
 - Producible actual (MW).
 - Producible medio esperado en los cuatro siguientes periodos de programación (P+1, P+2, P+3 y P+4) actualizado al menos una vez en cada periodo de programación (MW).

2.3 Instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda.

- 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 Real Decreto 413/2014:
 - Producible actual (MW).
 - Producible medio esperado en los cuatro siguientes periodos de programación (P+1, P+2, P+3 y P+4) actualizado al menos una vez en cada periodo de programación (MW).
 - En el caso de agregaciones de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que participen en servicios de balance del sistema o en el sistema de reducción automática de potencia, sólo se requerirá la potencia activa producida (MW) por el conjunto de instalaciones, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

2.4 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 o en el sistema de reducción automática de potencia, 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, salvo instalaciones de demanda que tengan asociada una instalación de generación en autoconsumo.

– 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:

- 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 de enlace con la red de transporte.

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).

- Producible actual (MW).

- Producible medio esperado en los cuatro siguientes periodos de programación (P+1, P+2, P+3 y P+4) actualizado al menos una vez en cada periodo de programación (MW).

En el caso de agregaciones de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que participen en servicios de balance del sistema o en el sistema de reducción automática de potencia, sólo se requerirá la potencia activa producida (MW) por el conjunto de instalaciones.

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 de enlace con la red de transporte.

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 de la instalación de enlace 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).
- 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 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.

3.2 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.

3.3 Instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda.

– 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.

3.4 Resto de instalaciones con obligación de envío de teledatas 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 o en el sistema de reducción automática de potencia*

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución, salvo instalaciones de demanda que tengan asociada una instalación de generación en autoconsumo.

– Medidas.

- Potencia activa consumida (MW).
- Potencia reactiva producida/consumida (MVar).

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).

ANEJO 2

Modificación del P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Primero.

Se añade un nuevo apartado 30 Liquidación del incumplimiento de la obligación de adscripción a centro de control y del envío y calidad de las teledidas en la sección VII Liquidación de otros conceptos, con la siguiente redacción:

«30. Liquidación del incumplimiento de la obligación de adscripción a centro de control y del envío y calidad de las teledidas.

El incumplimiento de la obligación de envío de teledida o de la validación de la calidad de las teledidas en las condiciones establecidas en el P.O.9.2 y de la obligación de adscripción a un centro de control conforme a lo establecido en el P.O.3.8, conllevará las siguientes penalizaciones:

30.1 Penalización por incumplimiento de la validación de la calidad de las teledidas.

Las unidades de programación con instalaciones que no superen la validación de la calidad de las teledidas de potencia activa o de potencia reactiva conforme a lo establecido en el PO 9.2, tendrán una penalización mensual de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPINCCAT = - (PFCAT * NIC + PMWCAT * \Sigma_{NIC} POTINST)$$

Siendo:

PFCAT = Penalización mensual fija por instalación asociada al incumplimiento de calidad de la teledida. El valor de esta penalización se establece en el apartado 12 del P.O.9.2 y es de 60 euros.

PMWCAT = Penalización mensual por cada MW de potencia instalada de cada instalación asociada al incumplimiento de calidad de la teledida. El valor de esta penalización se establece en el apartado 12 del P.O.9.2 y es de 15 euros/MW.

NIC = Número de instalaciones de la unidad de programación que no han superado la validación de la calidad de las teledidas de potencia activa o de potencia reactiva.

POTINST = Potencia instalada o contratada de cada instalación que no superen la validación de la calidad de las teledidas de potencia activa o de potencia reactiva.

30.2 Penalización por incumplimiento de la obligación del envío de teledida.

Las unidades de programación con instalaciones que no superen la validación de la obligación de envío de teledida, conforme a lo establecido en el P.O.9.2, tendrán una obligación de pago mensual de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPINCENT = - (PFENT * NIE + PMWENT * \Sigma_{NIE} POTINST)$$

Siendo:

PFENT = Penalización mensual fija por instalación asociada al envío de la teledida. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 12 del P.O.9.2 y es de 120 euros.

PMWENT = Penalización mensual por cada MW de potencia instalada de cada instalación asociada al incumplimiento de envío de la telemida. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 12 del P.O.9.2 y es de 30 euros/MW.

NIE = Número de instalaciones de la unidad de programación que no han superado la validación de la obligación de envío de telemida.

POTINST = Potencia instalada o contratada de cada instalación que no han superado la validación de la obligación de envío de telemida.

30.3 Penalización por incumplimiento de la obligación de adscripción a un centro de control.

Las unidades de programación con instalaciones que no superen la validación de la obligación de adscripción a un centro de control conforme a lo establecido en el P.O.3.8, tendrán una obligación de pago mensual de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPINCADSCC = - (PFCC *NICC + PMWCC * \sum_{NIC} POTINST)$$

Siendo:

PFCC = Penalización mensual fija por instalación asociada a la obligación de adscripción a centro de control. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 4.4 del P.O.3.8 y es de 60 euros.

PMWCC = Penalización mensual por cada MW de potencia instalada de cada instalación asociada a la obligación de adscripción a centro de control. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 4.4 del P.O.3.8 y es de 15 euros/MW.

NIC = Número de instalaciones de la unidad de programación que no han superado la validación de la obligación de adscripción a centro de control.

POTINST = Potencia instalada o contratada de cada instalación que no han superado la validación de la obligación de adscripción a centro de control.

30.4 Asignación del importe de los incumplimientos asociados al envío y la validación de la calidad de las telemidas y de la adscripción a un centro de control.

La suma de las obligaciones de pago de los apartados 29.1 a 29.3 (OPINTM) se dividirá entre el número de horas del mes; el importe horario así calculado se integrará como un ingreso en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA) que se reparte a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.»

Segundo.

Se ajusta la numeración de todos los apartados posteriores al nuevo apartado 30 como consecuencia de su inclusión, así como las referencias a los mismos.

Tercero.

Se modifica el apartado 31 Coste horario de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad, que queda redactado del siguiente modo:

«31. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad.

31.1 Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes de todos los periodos de programación en cada hora:

- a) Coste de las restricciones técnicas al PBF.
- b) Coste de la reserva de regulación secundaria.
- c) Coste de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.
- d) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC.
- e) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.
- f) Ingreso del control del factor de potencia.
- g) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.
- h) Asignación del importe de los incumplimientos de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.
- i) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el P.O.14.6.
- j) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio.
- k) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.
- l) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.
- m) Asignación del importe horario de los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemedidas, de adscripción a centro de control y de la obligación de envío de telemedida.
- n) Coste del servicio de control de tensión.
- o) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.

31.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en el artículo 13.3.a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se repartirá como coste horario en proporción a la demanda en barras de central en cada hora.

31.3 Liquidación del coste a la demanda.

Cada uno de los costes horarios anteriores se liquida a las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de almacenamiento y las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. No será considerado a efectos del reparto del coste de restricciones el consumo efectivamente realizado que se haya programado como un redespacho para la solución de restricciones técnicas.

El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central, MBC_{ua} .

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$\text{CDEM} = \text{CSA} + \text{CSINT}$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$\text{OPCSA}_{ua} = - \text{CDEM} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$\text{DCCSA}_{ua} = - \text{CDEM} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

Siendo MBC_{ua} la suma horaria de la energía medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el anexo II.

31.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

El operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 31.1 y al apartado 31.2.»