

## **P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación**

### *1. Objeto*

Constituye el objeto de este procedimiento de operación, el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información necesarios para el cumplimiento de las funciones y obligaciones del operador del sistema (OS) en el ámbito del proceso de programación y gestión de los servicios de ajuste del sistema, sin perjuicio de cualquier otra publicación o intercambio de información establecido reglamentariamente.

## 2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a:

a) Operador del Sistema (OS).

A efectos de este procedimiento de operación, el OS será el encargado de poner a disposición de los participantes en el mercado la información a la que tengan derecho conforme a los criterios de publicidad establecidos en este procedimiento de operación, realizará propuestas de modificación o de implantación de nuevos intercambios de información y mantendrá los mecanismos y herramientas necesarias para realizar el tratamiento y gestión de dicha información.

b) Gestores de la red de distribución (GRD).

Los gestores de la red de distribución podrán acceder a la información recogida en este procedimiento correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red. Asimismo, sujeto a la entrada en vigor de la normativa por la que se implementa el Artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, los GRD podrán tener acceso a dicha información correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red observable.

c) Participantes en el mercado (PM).

Los participantes en el mercado serán responsables de facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con los medios establecidos en el presente procedimiento, y de hacer llegar al OS, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. Los PM podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

A efectos de las comunicaciones con el OS, los participantes en el mercado serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

## 3. *Carácter y tratamiento de la información*

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado mayorista de electricidad son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y en lo dispuesto en la regulación europea vigente en relación con la transparencia de la información sobre el mercado mayorista de electricidad. Atendiendo a estos criterios:

– El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de los programas asociados al proceso de programación, volúmenes de indisponibilidades de unidades de programación, resultados y precios de las asignaciones en los servicios de ajuste del sistema, así como, las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes y los valores de capacidades comerciales y programas de intercambio internacional por interconexión.

– El OS hará público los resultados desagregados de los procesos de programación del sistema eléctrico, respetando los plazos que se determinan en este procedimiento de operación.

– El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los PM, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

No obstante, lo anterior, las Autoridades Reguladoras Nacionales podrán disponer de toda la información, con el máximo nivel de detalle, sin aguardar los plazos de confidencialidad para los participantes en el mercado mayorista de electricidad.

La información recibida por los GRD de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable, será tratada conforme a los criterios establecidos en la Resolución del 13 de noviembre de 2019 de la CNMC por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el Artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485.

#### 4. Intercambios de información

4.1 Intercambios de información periódicos relevantes en el proceso de programación.

Los datos e intercambios de información que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos de programación y de gestión de los servicios de ajuste del sistema, que posteriormente serán objeto de liquidación en el ámbito del mercado mayorista de electricidad, se realizarán en los sistemas de información del OS.

Estos intercambios de información estarán coordinados, en su caso, con los intercambios de información que el OS deba realizar con otros operadores del sistema, con el operador del mercado (OM) y con otras entidades, en cumplimiento de sus funciones.

Los intercambios de información integrados en el proceso de programación pueden tener carácter periódico, generalmente asociados a un plazo límite de publicación, en los diferentes horizontes de largo plazo, diario, intradiario y tiempo real o carácter eventual, tras la ocurrencia de un evento relevante que requiera la realización de dicho intercambio.

En el anexo I se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación en el mercado mayorista de electricidad.

4.2 Gestión y modificación de datos estructurales.

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

- Participantes en el mercado (PM).
- Unidades de programación (UP).
- Unidades físicas (UF).
- Proveedor de servicio de regulación secundaria.
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión (UPR).

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

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

4.3 Acceso a la información por parte de los GRD.

Los GRD podrán acceder a través de los sistemas de información del OS a la información programada disponible de las unidades físicas con localización eléctrica específica y unívoca que integren instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación. Dicha información se

desagregará por unidad de programación o unidad física, según corresponda, e incluirá las indisponibilidades de instalaciones.

Asimismo, los GRD podrán acceder a la información estructural para la programación de la operación correspondiente a la información general de las unidades físicas de aquellas instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación.

## 5. *Sistemas de información del operador del sistema (SIOS)*

Los datos e intercambios de información del proceso de programación serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del OS serán sistemas redundantes.

Asimismo, aquellos sistemas considerados críticos para el proceso de programación dispondrán de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas, siendo estos usuarios los responsables de disponer de los medios de comunicación con el centro de respaldo utilizando los diferentes modos de acceso definidos por el OS.

### 5.1 Comunicación con los SIOS.

La comunicación entre el OS, los GRD y los PM, y en su caso, entre el OS, el OM u otras entidades participantes en el mercado mayorista de electricidad, así como la divulgación de la información de carácter público, será efectuada desde los SIOS por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que sean más adecuadas, dando cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.
- b) Garantía de confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada PM.
- c) En caso de envíos de mensajes a los Sistemas de Información del OS, existencia de acuse de recibo de cada mensaje recibido, con indicación de fecha y hora.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para la realización de los intercambios de información bidireccionales, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso tanto al sistema principal como al de respaldo, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

### 5.2 Servicios de acceso a los sistemas de información del OS.

Los servicios de acceso a los SIOS dependerán del carácter de la información a la que dan acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso:

- a) Servicio de acceso público, que no requiere del uso de ningún tipo de certificado.
- b) Servicio de acceso privado, que requerirá el uso de un certificado digital personal otorgado por el OS, o por entidades reconocidas por el OS.

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes en el mercado (PM), al OM, a los GRD, a otros operadores del sistema y a otras entidades involucradas en el proceso de programación del mercado mayorista de electricidad conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

### 5.3 Sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS.

El sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.
- b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los PM, los GRD y otros sujetos y entidades de mercado mayorista de electricidad podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del PM, GRD o entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

## 6. Formatos de intercambio de información

Los documentos electrónicos intercambiados con los PM, GRD y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes. Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» acordado conjuntamente por el OS y el OM.

## ANEXO I

## Intercambios de información del proceso de programación

## 1. Información de carácter público comunicada por el OS

## 1.1 Previsión de demanda.

El OS facilitará la siguiente información relativa a la previsión de demanda (incluido el consumo asociado a autoconsumo) del sistema peninsular español con la siguiente periodicidad:

Anualmente: Antes del día quince del mes de diciembre.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Previsiones semanales del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.</li> <li>– Margen de las previsiones para el año siguiente. Esta publicación se realizará con una semana de antelación respecto a las asignaciones de capacidad en horizonte anual.</li> </ul>
Mensualmente: En los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Previsiones referidas a meses completos.</li> <li>– Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.</li> </ul>
Semanalmente: Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.
Diariamente: Al menos dos horas antes respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Periodos cuartohorarios del día siguiente.
Horariamente: Cada hora.	– Periodos cuartohorarios, con un horizonte de 30 horas desde la hora de publicación.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, el OS realizará y publicará las previsiones de demanda considerando tres niveles de previsión:

Anual: En el mes de diciembre para el siguiente año.	– Predicción de la demanda peninsular anual en el mes de diciembre del año anterior.
Diaria D+1: Antes de las 11:00 (una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario).	– Desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Horariamente para todas las horas del día en curso.

## 1.2 Previsión producción eólica y solar.

El OS facilitará la información correspondiente a las previsiones de generación (incluida la generación asociada al autoconsumo) eólica y solar térmica y fotovoltaica del sistema peninsular español:

Diariamente: Con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.	– Previsión desde el día siguiente y la semana móvil siguiente con resolución cuartohoraria.
Horariamente: Cada hora.	– Previsión desde hora siguiente a la hora de publicación y el período horario final del día siguiente con resolución cuartohoraria.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, el OS realizará y publicará las previsiones de eólica y solar fotovoltaica en los siguientes dos niveles de previsión:

Diaria D+1: Antes de las 11:00.	– Predicción diaria de generación peninsular eólica más fotovoltaica para el día siguiente, con desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Predicción intradiaria de la generación peninsular eólica más fotovoltaica.

### 1.3 Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte.

El OS facilitará, semanalmente, la información actualizada, correspondiente a las fechas de inicio y fin (día y hora) asociadas a indisponibilidades y planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW y la mantendrá actualizada en caso de producirse modificaciones.

### 1.4 Disponibilidad/indisponibilidad de unidades de generación y demanda.

El OS facilitará la información correspondiente a:

- La generación eléctrica disponible agregada por tipo de producción conforme a las categorías definidas para la generación en el apartado 1.9 de este anexo con periodicidad mensual, para el horizonte semanal, mensual, trimestral y anual.
- Planes de mantenimiento e indisponibilidades.

Mensualmente, dentro de los primeros 10 días de cada mes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Planes de mantenimiento previstos para el año móvil en:</li> <li>– unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW.</li> <li>– unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.</li> </ul>
Cada hora.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de:</li> <li>– unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW.</li> <li>– unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.</li> </ul>

### 1.5 Índice de llenado medio semanal de almacenamiento hidroeléctrico.

El OS publicará semanalmente el índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), correspondiente a la semana anterior, incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior.

### 1.6 Generación y demanda real.

El OS facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores de:

- Demanda real del sistema registrada en tiempo real para cada periodo de programación cuartohorario.
- Entregas de energía en tiempo real para cada periodo de programación cuartohorario de las unidades de generación agregada por tipos de producción conforme a las categorías establecidas en el apartado 1.9 de este anexo.

En el día D+1, estará ya disponible la información correspondiente a las medidas horarias de entregas o tomas de energía de cada una de las unidades de generación, demanda y almacenamiento de potencia neta igual o superior a 100 MW.



1.7 Capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC, por sus siglas en inglés).

El OS facilitará para cada una de las interconexiones internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) la siguiente información:

Anualmente: No más tarde del décimo día previo a la fecha de ejecución de las subastas anuales, pero nunca después del 1 de diciembre.	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el año siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
Mensualmente: No más tarde de las 13:00 horas del tercer día laborable previo a la fecha de ejecución de las subastas mensuales.	– Valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia. – Valores de la capacidad de intercambio previstos para el año en curso, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.
Horizonte diario: Antes de la hora límite correspondiente al Plazo de Firmeza Diario de cada día. (Artículo 69 del Reglamento CACM)	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el día siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
En tiempo real, con al menos una hora de antelación respecto a la apertura del mercado intradiario.	– Cualquier modificación identificada con posterioridad será actualizada en tiempo real para el horizonte de programación que alcanza hasta las 24 horas del día siguiente.

#### 1.8 Subastas explícitas de capacidad.

El OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas de largo plazo en las interconexiones europeas, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas HAR (Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el largo plazo).

#### 1.9 Programas de generación y consumo.

El OS facilitará los programas correspondientes a los diferentes horizontes de programación, con resolución horaria y cuartohoraria, al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuartohorarios: Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP) y Programas Finales (PHF y PHFC). El Programa operativo (P48) será publicado con resolución cuartohoraria.

– En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación se facilitarán los programas agregados conforme a las categorías definidas en la documentación que detalla los intercambios de información entre OS y PM.

– Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los programas por participante en el mercado.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

Adicionalmente, el OS facilitará, el programa operativo (P48) por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, en el plazo máximo de una hora desde su publicación.

#### 1.10 Programas de intercambio internacionales:

En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación, el OS publicará los programas de intercambio internacionales establecidos por los PM en los diferentes horizontes de programación (PDBF, PDVP, PHF, PHFC y P48) por cada una de las interconexiones internacionales como resultado de:

– La participación en los mercados de energía.



- La gestión en las interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- La participación en las plataformas europeas de balance.
- La gestión coordinada de congestiones identificadas en las interconexiones en tiempo real y, en su caso, cualquier otro ajuste en tiempo real que modifique los programas de intercambio internacional establecidos por los PM.

Adicionalmente, el OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a:

- Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de participación en plataformas de balance con periodicidad diaria, o de subastas explícitas de acuerdo con el calendario de subastas explícitas.
- Antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que hayan sido necesarios aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

#### 1.11 Proceso de solución de restricciones técnicas:

El OS facilitará la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en el plazo máximo de 30 minutos tras la publicación del PDVP, y la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real en un plazo máximo de 30 minutos tras el correspondiente periodo de programación cuartohorario:

- Resultados agregados de energía programada por sentido y según los distintos tipos de limitación y precio medio resultante del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real.
- Volumen agregado de limitaciones de programa aplicadas.
- Asimismo, el OS facilitará los resultados de energía programada del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real:
  - Agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, en el plazo máximo de tres días desde el día de programación, incluyendo precios de asignación.
  - Agregados por participante en el mercado, transcurrido un mes desde el día de programación.
  - Por unidad de programación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación y limitaciones establecidas por seguridad.

#### 1.12 Reserva de regulación secundaria.

Con periodicidad diaria, antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria el OS publicará:

- Los requerimientos de reserva de regulación secundaria del sistema a subir y a bajar para cada periodo de programación cuartohorario para el día siguiente.
- El resultado agregado y precios marginales cuartohorarios de la asignación de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar para cada periodo de programación del día siguiente.
- La curva agregada anonimizada de ofertas de banda de regulación secundaria a subir y a bajar.

Asimismo, el OS facilitará los resultados del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria:

- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por proveedor de servicio de regulación secundaria, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de reserva de regulación secundaria.

### 1.13 Energías de balance.

#### 1.13.1 Reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación la siguiente información:

- Volumen total de energía de balance tipo RR asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea RR.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar) y el tipo de necesidad (inelástica/elástica).
- Precio marginal cuartohorario correspondiente a la activación de energía de balance tipo RR en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones solicitados desde el sistema eléctrico español para las interconexiones entre Francia - España y Portugal - España.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de la asignación de energías de balance RR:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de RR presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

#### 1.13.2 Energía de regulación terciaria (mFRR).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuartohorario la siguiente información:

- Volumen total de energía de regulación terciaria asignada a subir y a bajar.
- La curva agregada anonimizada de ofertas presentadas por los PM de regulación terciaria a subir y a bajar.
- Precios marginales cuartohorarios correspondiente a las activaciones programadas y directas de energía terciaria.

Tras la conexión a la plataforma europea de balance mFRR:

- Volumen total de energía de regulación terciaria a subir y a bajar asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea de regulación terciaria.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar), el tipo de necesidad (inelástica/elástica) y tipo de activación (programada/directa). En el caso de las necesidades elásticas, de tipo programado, también se publicará la información del precio asociado.
- Precios marginales cuartohorarios correspondientes a la liquidación de las asignaciones programadas y directas de energía de regulación terciaria en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español. Los precios marginales resultantes de cada asignación, a partir de los cuales se establece el precio de liquidación, estarán disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-e para cada periodo de programación cuartohorario.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados del proceso de asignación de regulación terciaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, incluyendo precios de asignación y ofertas de regulación terciaria presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

### 1.13.3 Energía de regulación secundaria (aFRR).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuartohorario la siguiente información:

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria y precios medios ponderados a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora.
- Necesidades de energía de regulación secundaria del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

Tras la conexión a la plataforma europea de balance aFRR (PICASSO):

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora.
- Precios medios ponderados a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora calculados teniendo en cuenta el precio marginal determinado por la plataforma europea de balance aFRR (PICASSO). Adicionalmente, estos precios marginales por ciclo de control de energía de regulación secundaria asignada en el sistema eléctrico peninsular español se encontrarán disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-e.
- Necesidades de energía de regulación secundaria del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados con agregación cuartohoraria del proceso de asignación de regulación secundaria:

- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante del mercado del sistema eléctrico peninsular español.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por proveedor del servicio de balance, incluyendo precios medios ponderados de asignación y ofertas de regulación secundaria presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

El primer día laborable siguiente al día D, el OS publicará:

- Volumen de energía compensada de importación y exportación del sistema peninsular español por aplicación del proceso de compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN.

Mensualmente, el OS publicará:

- Precios cuartohorarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español calculados por la plataforma europea de IN.

## 1.14 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El OS facilitará la siguiente información a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación, la siguiente información:

– Volumen de demanda interrumpible (potencia activa que se podría dejar de consumir por los proveedores del servicio de interrumpibilidad en el caso de la aplicación de una orden de reducción de potencial).

– Tras cada activación del servicio de interrumpibilidad, el OS hará pública la información de volumen de recurso interrumpible solicitado por aplicación de interrumpibilidad (MWh), desglosado por los siguientes criterios:

- Por criterios económicos.
- Por criterios técnicos.
- A efectos de comprobación del funcionamiento efectivo del servicio.

## 1.15 Desvíos.

El OS, antes de transcurridos 30 minutos desde el periodo de liquidación del desvío, facilitará la siguiente información:

- Energía de balance neta del sistema.
- Precio del desvío a subir y a bajar.

## 1.16 Enlace sistema eléctrico peninsular-sistema eléctrico balear.

– La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.

– Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares en los diferentes horizontes de programación (programas PDBF, PDVP, PHF y P48).

– Resultado agregado de los redespachos aplicados en tiempo real sobre el programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

## 2. Información confidencial

2.1 Información por unidad de programación que deviene a pública transcurridos los plazos de confidencialidad.

El OS comunicará a cada participante en el mercado, de forma confidencial, la información correspondiente a sus unidades programación, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación resultante de dichos procesos:

- Subastas de capacidad de contratos bilaterales en interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- Programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad (programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC publicados por el OS).
- Asignaciones y redespachos de los diferentes servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, pondrá a disposición cada uno de los PM, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, toda la información confidencial de sus unidades de programación, enviada por PM al OS e integrada correctamente en los SIOS:

- Contratos bilaterales.
- Cambios de programa entre BRP.
- Ofertas presentadas en los diferentes servicios de ajuste del sistema.

- Desvíos comunicados y redespachos por indisponibilidad en tiempo real.
- Desgloses de programa en unidades físicas.

Los titulares de unidades de producción compartidas que no sean responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad de programación en los mercados de servicios de ajuste del sistema tendrán acceso a la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

La información contenida en este apartado, de carácter confidencial, devendrá en pública en aplicación de los plazos establecidos en el apartado 1 de este anexo.

## 2.2 Información de carácter confidencial.

### 2.2.1 Información confidencial por unidad de gestión hidráulica.

El OS pondrá a disposición de cada uno de los participantes en el mercado, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, la información confidencial de sus unidades de gestión hidráulica, enviada por los participantes en el mercado al OS e integrada correctamente en los SIOS correspondiente a:

- Potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación.

### 2.2.2 Situación de la red de transporte.

Con periodicidad diaria, antes del cierre de ofertas al mercado diario, los participantes en el mercado dispondrán de la información actualizada sobre la situación de la red de transporte.

### 2.2.3 Casos PSS/E.

Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los participantes en el mercado y de los GRD antes de transcurridos tres días hábiles desde el día de programación.