



# Informe justificativo sobre las propuestas de adaptación de los Procedimientos de Operación a la apertura del Mercado Intradía Continuo a las 15h00 CET

Dirección de **Operación**  
Dpto. **Mercados de Operación**

Junio 2019





# Índice

1. Introducción .....	1
2. Objeto.....	1
3. Modificaciones necesarias en los Procedimientos de Operación.....	2
4. Derogación necesaria de procedimiento de operación .....	3
5. Otras modificaciones incorporadas en los procedimientos de operación .....	4
6. Modificaciones de los Procedimientos de Operación motivadas por comentarios recibidos en la fase de consulta pública.....	9

---



## 1. Introducción

---

Con fecha 14 de agosto de 2015 entró en vigor el Reglamento 2015/1222 de la Comisión Europea por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de congestiones (CACM GL).

Con fecha 14 de septiembre de 2017 entró en vigor el Reglamento 2017/1485 de la Comisión Europea por el que se establece una directriz sobre gestión de la red de transporte de electricidad (SO GL).

Con fecha 12 de abril de 2018, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó mediante resolución la Metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal.

Con fecha 6 de junio de 2018, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el Acuerdo por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal prevista en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222, de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.

El día 12 de junio de 2018 para la entrega de energía del día 13 de junio, en el marco establecido por el Reglamento (UE) 2015/1222, de la Comisión, de 24 de julio de 2015, el MIBEL participó en la puesta en funcionamiento del Mercado Intradiario Continuo europeo, con la implantación del modelo intradiario continuo complementado con subastas regionales de ámbito ibérico, aprobado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 27 de marzo de 2019, teniendo en cuenta la decisión de ACER de fecha 24 de abril de 2018 sobre la apertura del Mercado Intradiario Continuo (MIC) a las 15h00 CET, el Operador del Mercado Ibérico y los Operadores del Sistema español y portugués enviaron a las Comisiones Reguladoras de Energía española y portuguesa (CNMC y ERSE, respectivamente) una propuesta para la adaptación del modelo intradiario híbrido ibérico a la apertura del MIC a las 15h00 CET, con dos alternativas de horarios para las subastas regionales intradiarias MIBEL y los cambios necesarios para la adaptación de los procesos de programación diaria de la operación del sistema. Dicha propuesta incluía para valoración por parte de las Comisiones Reguladoras, el informe de los resultados de la consulta pública celebrada entre el 21 de febrero de 2019 y el 21 de marzo de 2019 sobre la preferencia de los participantes en la consulta en relación con las dos alternativas de horarios de implantación antes mencionadas.

Con fecha 12 de abril de 2019, las Comisiones Reguladoras de Energía española y portuguesa (CNMC y ERSE, respectivamente), comunicaron al Operador del Mercado Ibérico y a los Operadores del Sistema español y portugués la alternativa que éstos debían desarrollar, solicitando la adaptación de los Procedimientos de Operación y de las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Con fecha 14 de abril de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó las siguientes propuestas firmadas por todos los Operadores del Sistema del área sincrónica continental europea, de acuerdos operacionales (SAFA), según se definen en el artículo 118(1) del Reglamento (UE) 2017/1485:

- Propuesta de reglas de dimensionamiento de reserva para la contención de la frecuencia de acuerdo con el artículo 153(2) del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Propuesta de límites de intercambio y reparto de reservas para la recuperación de la frecuencia entre áreas sincrónicas, de acuerdo con los artículos 176(1) y 177(1) del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Propuesta de límites de intercambio y reparto de reservas de sustitución entre áreas sincrónicas, de acuerdo con los artículos 178(1) y 179(1) del Reglamento (UE) 2017/1485.

## 2. Objeto

---

La finalidad de este informe es detallar las principales modificaciones que es necesario introducir en los procedimientos de operación en vigor para su adaptación al actual mercado intradiario híbrido MIBEL, teniendo en consideración además la solicitud de ACER de adelantar la apertura del MIC desde las 22h00 CET actuales a las 15h00 CET y la alternativa elegida por las Comisiones Reguladoras de Energía española y portuguesa (CNMC y ERSE, respectivamente) para los horarios de las subastas regionales intradiarias MIBEL.

Los procedimientos de operación (P.O.) que se modifican son los siguientes:

- *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.*
- *P.O. 3.1 Programación de la generación.*

- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Gestión de desvíos .
- P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.
- P.O. 3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Además de la modificación de los P.O.s anteriores, resulta también necesaria la derogación del P.O. 3.9 Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

Adicionalmente se ha procedido a incorporar en las propuestas de P.O.s anteriores aquellos requisitos que requieren ser adaptados conforme al Reglamento 2017/1485 de la Comisión Europea y a los acuerdos operacionales aprobados según el artículo 118(1) del Reglamento (UE) 2017/1485.

### 3. Modificaciones necesarias en los Procedimientos de Operación

Los cambios que se propone incorporar en los P.O. 1.5, 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.8, 7.3 y 14.4 con respecto a los P.O. vigentes, son los siguientes:

#### **Adaptación de las referencias al mercado intradiario**

Se propone incluir las modificaciones necesarias para hacer referencia a que el mercado intradiario comprende, tanto rondas de carácter continuo, como sesiones de subastas, éstas últimas en el ámbito ibérico.

Esta modificación afecta a los P.O. 3.1 y 14.4.

#### **Eliminación del proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario**

Se proponen las modificaciones necesarias para eliminar el proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario.

Esta modificación afecta a los P.O. 3.1, 3.2, 3.8 y 14.4

#### **Eliminación de las subastas explícitas intradiarias de capacidad en IFE**

Se eliminan las referencias a las subastas explícitas intradiarias de capacidad en la interconexión Francia-España ya que la asignación de capacidad de intercambio en este horizonte pasará a realizarse de forma implícita a través del mercado intradiario continuo.

Esta modificación afecta al P.O. 3.1.

#### **Eliminación del mercado de reserva de potencia adicional a subir**

Se elimina el mercado de reserva de potencia adicional a subir para la adaptación del proceso de programación a la apertura del MIC a las 15h00 CET.

Esta modificación afecta al P.O. 3.1 y requiere además la derogación del P.O. 3.9.

#### **Adaptación del proceso de programación**

El proceso de programación contemplado en el Procedimiento de Operación 3.1 debe incluir los resultados del mercado intradiario de subastas regionales MIBEL y del mercado intradiario continuo europeo en los programas PHF y PHFC, respectivamente:

- Elaboración del Programa PHF: En los apartados 4.5 y 6.1 se define el programa horario tras las subastas del mercado intradiario (PHF) como la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario, resultante de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del programa diario viable y de las sesiones del mercado intradiario (de carácter continuo o de subastas) realizadas hasta el momento de la publicación de dicho programa.

- Elaboración del Programa PHFC: Asimismo, en el apartado 4.6 y en el nuevo apartado 6.2 se establece el programa horario final definitivo (PHFC) como la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario, resultante de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de las sesiones del mercado intradiario (de carácter continuo o de subastas) realizadas hasta el momento de la publicación de dicho programa.

Tanto en el ámbito de las subastas regionales MIBEL como de las rondas del MIC, se establece un proceso de nominación al OS de unidades de oferta (UO) a unidades de programación (UP) para aquellas unidades de oferta que incluyan dos o más unidades de programación en los plazos de tiempo recogidos en el Anexo I del P.O 3.1. En caso de error en la nominación o de falta de nominación, el OS realizará una nominación por defecto con las mismas reglas actualmente contempladas en el P.O. 3.1 para el mercado intradiario.

En el apartado 6.1 correspondiente a la elaboración del programa PHF, se introduce el nuevo proceso de comunicación con la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo (DBAG) al objeto de comunicar a esta plataforma los programas resultantes de las subastas de ámbito MIBEL.

En el apartado 7 se incluye un nuevo intercambio de información entre los OS para establecer los programas de intercambio internacional tras el MIC.

Por último, se actualizan los horarios del Anexo I del P.O. 3.1, conforme al nuevo proceso de programación en el horizonte intradiario, teniendo en cuenta los cambios derivados de la adaptación para la apertura del MIC a las 15h00 CET, que afecta a los siguientes procesos y envíos de información asociados:

- Programación diaria: publicación de los programas PDBF, PDVP y asignación de banda de regulación secundaria.
- Programación intradiaria: Adaptación de los horarios de los procesos de programación asociados a las subastas regionales MIBEL.

Estas modificaciones afectan a los P.O. 3.1 y 14.4.

#### **Adaptación de los mercados de servicios de balance de activación manual**

Se proponen las modificaciones necesarias para adaptar los mercados de servicios de balance de activación manual (gestión de desvíos y regulación terciaria) a la propuesta de funcionamiento de mercado intradiario:

- Se elimina la convocatoria de gestión de desvíos y se adaptan las ofertas y el proceso de asignación al periodo de programación de una hora.
- Se establece como hora de apertura para el envío de ofertas de gestión de desvíos la publicación de la asignación de banda de regulación secundaria.
- Se posibilita la actualización de ofertas del mercado de regulación terciaria más cerca del tiempo real, hasta 25 minutos antes del suministro de energía.
- Se orienta el mecanismo de servicios transfronterizos de balance al intercambio de un producto horario de balance, al ofertarse los excedentes de las ofertas del mercado horario de gestión de desvíos, y se adaptan los procesos entre los OS teniendo en cuenta los horarios del mercado intradiario continuo.

Esta modificación afecta a los P.O. 3.1, 3.3, 7.3. y 14.4.

## **4. Derogación necesaria de procedimiento de operación**

El adelanto de la apertura del MIC a las 15h00 CET requiere la eliminación del mercado de reserva de potencia adicional a subir, dado que no puede ser gestionado en paralelo con el mercado intradiario (de carácter continuo o de subastas).

La contratación y asignación de reserva de potencia adicional a subir en el sistema se realiza con respecto al Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y con anterioridad a la modificación de los programas en el mercado intradiario, si bien, con el adelanto de la apertura del MIC a las 15h00 CET, no se dispone del tiempo necesario para la

realización de dicho mercado de reserva, al ser la hora límite para la publicación del PDVP las 14h45 CET y la hora de cierre de la primera subasta intradiaria MIBEL las 15h00 CET.

La modificación de los programas en el mercado intradiario conlleva un cambio en las reservas de potencia disponibles y en las reservas de potencia requeridas en el sistema, lo que puede provocar que en el mercado de reserva de potencia adicional a subir se solicite y asigne una reserva de potencia adicional a subir de valor mayor o menor a la necesaria.

Así, cuando se indentifique una situación de falta de reserva de potencia a subir en el sistema, se resolverá aplicando el procedimiento de solución de restricciones técnicas en tiempo real que, por otra parte, al realizarse más cerca del tiempo real, conllevará previsiblemente una menor necesidad de reserva de potencia a subir en el sistema.

No obstante, con el fin de garantizar que el sistema eléctrico peninsular español dispone de las reservas de regulación terciaria necesarias para la operación del sistema, el OS va a proponer la implantación de un mercado de reserva ligado a la provisión de energía de regulación terciaria, que al tratarse de un mercado de reserva no vinculado a ningún programa, puede ser gestionado en paralelo con el mercado intradiario. Este mercado permitirá además eliminar la obligatoriedad actual de ofertar al sistema la reserva de regulación terciaria disponible.

Esta derogación afecta al P.O. 3.9.

## 5. Otras modificaciones incorporadas en los procedimientos de operación

Además de las modificaciones necesarias para la implantación de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET indicadas en los apartados anteriores, se propone incluir las siguientes modificaciones en los P.O. en vigor:

### P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia

- Se actualizan las referencias a UCTE por referencias a ENTSO-E.

El Tercer Paquete para el Mercado Interior de la Energía de 2009 (Third Legislative Package for the Internal Energy Market), establece el ordenamiento legal y la misión de ENTSO-E en la Regulation (EC) 714/2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003.

En dicha Regulación se establecen las responsabilidades de ENTSO-E para la mejora de la cooperación entre sus 41 miembros (TSOs) con objeto de ayudar al desarrollo de una red eléctrica paneuropea en línea con las políticas energéticas de la UE. En virtud de esta disposición, el 1 de julio de 2009, la UCTE cesó su actividad, y todas sus tareas fueron transferidas a ENTSO-E. El Operational Handbook de UCTE se denomina actualmente Continental Europe Operation Handbook.

- Se elimina el tiempo durante el cual debe mantenerse activa la regulación primaria y se sustituye por la condición "mientras persista el desvío de frecuencia, salvo las excepciones previstas en la normativa aplicable", tal y como se establece en el Artículo 156 (7) del Reglamento (UE) 2017/1485.
- En el apartado 4.2 "Reserva de regulación secundaria" se elimina la recomendación de la UCTE para determinar el requerimiento mínimo de la reserva de regulación secundaria, al haber desaparecido dicha recomendación del Operational Handbook, de acuerdo con los acuerdos operacionales (SAFA) aprobados según el artículo 118(1) del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Se añade, en las consideraciones a tener en cuenta por el Operador del Sistema para calcular los requerimientos de regulación secundaria, la seguridad en las líneas de interconexión con Francia por considerarse crítico. En el apartado 4.3 "Reserva de regulación terciaria" se incluyen los criterios de dimensionamiento de las reservas de regulación secundaria y terciaria adicionales, para reflejar las obligaciones establecidas en el Artículo 157 (2) del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Se modifica el título del apartado 4.4 "Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos" por "Reserva suplementaria necesaria", ya que el servicio de gestión de desvíos es potestativo y por tanto no proporciona una reserva programable. Además permite abarcar otro tipo de reservas, como la de regulación terciaria.

Además se actualiza este apartado para incluir la previsión de producción termosolar y fotovoltaica. Estas consideraciones se suman a los valores de previsión eólica actuales para obtener un valor de reserva más adecuado a la estructura de generación actual.

### P.O. 3.1 Programación de la generación

- Contratación de energía mediante emisiones primarias.

Se eliminan los apartados referidos a la contratación de energía mediante emisiones primarias. La integración de energía procedente de subastas de emisiones primarias con entrega física no se realiza desde julio de 2009. En caso de aplicación, los procedimientos y mecanismos descritos en el P.O. 3.1 requieren revisión y la realización de pruebas en los sistemas de información del OS, por lo que se propone eliminar estos apartados.

- Información de desgloses por unidad física.

Se incorporan en el proceso de programación los desgloses de unidades de programación en unidades físicas en los horizontes diario, intradiario (antes recogido en el P.O. 3.2) y en tiempo real.

- Horarios.

Al objeto de mejorar la redacción y disponer de una visión global del proceso de programación, se incorporan los horarios más significativos de los procesos asociados a la solución de restricciones técnicas y a los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos y se mejora la redacción del apartado 9 sobre programación en tiempo real.

- Cambios adicionales al MIC (15h00 CET) en el Anexo I:

- Se elimina la referencia a la hora límite para la notificación de las autorizaciones para la programación de los derechos físicos de capacidad de largo plazo asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia-España, dado que éste es un proceso llevado a cabo por la SAP conforme a las Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad a Plazo.
- Se modifica la hora límite de nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España, indicando que en el escenario final se contemplan las 8h30 CET (acuerdo entre ambos operadores). Transitoriamente, hasta la fecha que será comunicada conjuntamente por los operadores de los sistemas francés y español, una vez ya aprobadas las Reglas de Nominación en IFE se mantiene como hora límite las 7h45 CET.
- Se adelanta a las 12h00 CET la apertura del plazo de tiempo para el envío de las ofertas de restricciones técnicas del PDBF.
- Se completa la definición de la hora límite para la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria.

- Cambios en el Anexo II:

- Para mayor claridad se mejora la redacción en el apartado 1.d) sobre la organización de las unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta o suma de potencias netas de las instalaciones que conformen una agrupación, superior a 1 MW. Se modifica el apartado 1.e) de manera que se excluye de su aplicación, a aquellas instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW que formen parte de una agrupación, por estar estas incluidas en el apartado 1.d).
- En el apartado "Consideraciones sobre el sujeto del mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía", en el caso del sujeto de mercado asociado a las unidades de programación referidas al apartado 1.d, se recoge explícitamente el requerimiento de que el sujeto de mercado titular o el representante, en el caso de ser necesario, debe dar de alta las unidades de programación, al objeto de facilitar y mejorar el proceso de gestión de estas unidades en los sistemas de información del OS.
- En el apartado "Consideraciones sobre las instalaciones renovables y las cogeneraciones de alta eficiencia", se recoge explícitamente el criterio aplicado para considerar las unidades hidráulicas gestionables.

- Mejoras de redacción:

- Apartado 4.7: Para evitar redundancias innecesarias, se elimina un texto asociado a las restricciones técnicas, ya contemplado en el P.O. 3.2.
- Apartado 4.10: Se completa la información que actualmente se incorpora en el P48CIERRE.
- Se modifica la posición del apartado "Transferencia de programa de las UPG en el PDBF", que pasa a ser el apartado 5.4
- Se añaden subapartados dentro del apartado 5.3.
- Se completa la redacción del apartado "9.4 Modificaciones de los P48" y se mejora la redacción del apartado "10 Programa cierre (P48CIERRE)".
- Se modifica la redacción del apartado 12.

### P.O. 3.2 Restricciones técnicas

- Al objeto de aplicar los mismos criterios a todas las transacciones de energía, independientemente de que hayan gestionado su energía en el mercado de producción o mediante contratación bilateral, se suprime de la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, las reducciones de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a contratos bilaterales con entrega física cuya contraparte se haya visto reducida en la primera fase del proceso.
- Se propone la eliminación de las limitaciones zonales dado que no pueden ser tenidas en consideración en el MIC, y por tanto, no están siendo aplicadas desde el inicio del mismo en junio de 2018.
- Tratamiento de los ciclos combinados multieje:
  - Se detalla el arranque por seguridad del sistema de turbinas de gas adicionales de ciclos combinados multieje, contemplando el posible solape de potencia de más de un modo de funcionamiento.
  - Se recoge específicamente que el OS pondrá a disposición de los SM el modo de funcionamiento asignado a los grupos de ciclos combinados multieje en el proceso de programación de la generación.
  - Se incluye la verificación del arranque efectivo de los ciclos combinados multieje con las medidas de las turbinas que lo compongan.
- Se clarifican los siguientes aspectos en relación con la generación de redespatchos y la aplicación de limitaciones por seguridad:
  - Se indica que las limitaciones aplicadas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación con desglose no correcto no generarán redespatchos de energía.
  - Se recoge que una limitación de programa máximo cuando sea de valor igual a la potencia máxima de una unidad, no dará lugar a redespatcho de energía alguno.
  - Se indica específicamente que los sujetos deberán tener en cuenta las limitaciones de programa establecidas por el OS por seguridad sobre las unidades de programación y las unidades físicas de su titularidad, y deberán asegurarse de que estas limitaciones son también respetadas en los posteriores mercados.
  - Se añade que se debe tener en cuenta en la evaluación de la parada de un grupo la parada del consumo asociado de éste.
  - Se detalla la forma en la que se repartirá la capacidad de evacuación adicional disponible entre los grupos con influencia en una congestión.
- Se modifica la solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir en el PDBF:
  - Se especifica que las limitaciones de programa mínimo a un valor igual al mínimo técnico se aplicarán solo a las unidades térmicas que estén programadas en el PDBF y estén habilitadas para participar en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y/o en gestión de desvíos y regulación terciaria, al ser estas instalaciones las que con posterioridad pueden proveer reserva a subir al sistema incrementando su programa de producción.
  - Se elimina el posible establecimiento de límites de programa máximo sobre los programas de consumo de bombeo, dado que el incremento de estos programas es una reserva de potencia a subir para el sistema.

- Se incluye que el gestor de la Red de Distribución debe indicar explícitamente al OS las unidades de programación y/o las unidades físicas a las que se requiera aplicar limitaciones de programa por seguridad para la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución objeto de su gestión. Para ello, se propone en el P.O. 9 que el OS facilitará al gestor de la Red de Distribución la información que necesite al respecto.
- Se amplía el apartado de tratamiento de congestiones en la evacuación de generación para contemplar la aplicación de limitaciones de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades con programas no factibles (valores superiores a cero e inferiores al mínimo técnico de la unidad, salvo rampas de programas) y/o con desgloses no correctos (suma de los desgloses de las unidades físicas difiera en más de  $\pm 0,1$  MWh del programa de la correspondiente unidad de programación).
- Se incorporan las siguientes modificaciones en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real:
  - Se establece que el coste de la modificación de los programas se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía y el resultado de valorar la misma energía al precio marginal horario del mercado diario. De esta forma, el criterio para el cálculo de los costes es el mismo que el que ya está establecido y es aplicado para las restricciones técnicas del PDBF.
  - Se recoge que para el establecimiento de las limitaciones de programa por seguridad y, en su caso, de las modificaciones de programa necesarias, el OS utilizará siempre las ofertas de restricciones técnicas disponibles para cada unidad. De esta forma se propone desacoplar el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real del servicio de regulación terciaria y evitar así posibles interferencias entre ambos.
  - Se explicita que en el caso de que haya unidades cuya producción sea superior a su programa y dicho desvío provoque restricciones técnicas en el sistema, el OS procederá a establecer limitaciones de programa máximo de valor igual a su programa, como paso previo a la reducción de los programas de entrega de energía de otras unidades.
- Se incorporan las siguientes mejoras formales y de redacción:
  - Se añade un apartado de definiciones (apartado 3) en el que se incluye la definición de restricción técnica, arranque en frío y arranque en caliente.
  - Se sustituye el plazo de tiempo para la recepción de ofertas para el PDBF por una referencia al P.O. 3.1, en el que se incluyen todos los horarios del proceso de programación (apartado 4.1).
  - Se reorganiza en un único apartado la información relativa a las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real (apartado 4.2).
  - Se crea un apartado específico con los criterios para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas en el que se recogen aspectos comunes a los procesos de solución de restricciones técnicas del PDBF y tiempo real (apartado 5).
  - Se propone la modificación del término “resolución” de restricción técnica por “solución” de restricción técnica.

### P.O. 3.3 Gestión de desvíos

- Se incluye que los resultados de la asignación de desvíos podrán comunicarse a los sujetos antes o durante el minuto 30 de la hora anterior a la de suministro, de manera que no se establece un minuto concreto para esta publicación.

### P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción

- Se establece que las unidades de potencia neta registrada igual o superior a 1 MW deben comunicar al OS cualquier indisponibilidad total o parcial, de acuerdo con lo establecido en el Art. 5.1 de la propuesta del OS para la implementación de la Propuesta del Operador del Sistema de determinación de la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos en el sistema eléctrico peninsular español según lo recogido en el Art. 40(5) del Reglamento (UE) 2017/1485 de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. Por defecto, el Art. 46(1) b) de dicho Reglamento establece esta obligación para mó-

dulos de generación de electricidad de tipo B, C y D, es decir, para módulos de generación cuya potencia instalada sea superior a 100 kW, según la propuesta de implementación de los códigos de red de conexión en consulta pública actualmente. La propuesta del OS, actualmente también en consulta pública por el MITECO, incrementa dicho valor a 1 MW.

- Se solicita declaración de indisponibilidad a todas las unidades habilitadas en los servicios de gestión de desvíos y de regulación terciaria y a aquellos generadores asociados a proveedores de servicios de interrumpibilidad, con independencia del volumen de MW indisponibles.

El objetivo es disponer de la información necesaria para el correcto seguimiento operativo de todas aquellas instalaciones relevantes para la operación y conocer la reserva real disponible, tanto a subir como a bajar, con la que cuenta en cada momento el sistema.

### P.O. 7.3 Regulación terciaria

- Se añade que podrá prolongarse el periodo para la actualización de las ofertas de regulación terciaria en aquellos casos en los que el OS lo comunique a través del sistema de información del OS.

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

- Se incluyen las modificaciones en el P.O. 14.4 para su adaptación al mercado intradiario continuo eliminando las referencias a sesiones y a restricciones técnicas del mercado intradiario. Se establece en los apartados 4.1.1.2 y 7.1.2.2 que la energía programada en el mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario.
- Se adaptan los apartados 4.1.2, 4.1.3 y 4.2 al cambio propuesto en el P.O. 3.2 de eliminación en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF de las reducciones de los programas de venta o adquisición de energía correspondientes a contratos bilaterales cuya contraparte haya sido reducida en la fase 1.
- Modificaciones para la mejora en la liquidación de los arranques de las turbinas de gas adicionales de ciclos combinados multiteje:
  - Se modifican los apartados 4.1.1.1 "Oferta Simple" y 4.1.1.2 "Oferta compleja" para que el coste de arranque de las turbinas adicionales de los ciclos combinados multiteje se repercuta sólo en las horas en las que ha sido necesario dicho arranque adicional. En el mismo sentido se modifican los apartados 7.1.2.1 y 7.1.2.2.
  - Se modifica el apartado 4.1.4 "Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1" para añadir la comprobación del arranque de cada turbina en el caso de ciclos combinados multiteje. En el mismo sentido se modifica el apartado 7.1.4.
- Modificaciones del apartado 7. "Restricciones técnicas en tiempo real":
  - Se elimina el apartado 7.1.1 para su adaptación al cambio incluido en el P.O.3.2 que elimina la posibilidad de programar energía por restricciones en tiempo real con oferta de regulación terciaria.
  - Se modifica el apartado 7.1.2.2 para que la oferta compleja de restricciones aplique a la energía efectivamente programada por restricciones técnicas a subir y no a la energía limitada a bajar. De esta forma se evita que la energía limitada a bajar por restricciones técnicas en tiempo real, en particular la requerida por insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema, se programe en el mercado intradiario y se vaya a los sistemas externos en vez de cubrir la necesidad del sistema eléctrico peninsular español, cuando el coste de la limitación de programa se asigna a la demanda peninsular.
  - Modificación del apartado 7.2.4 "Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo" para su adaptación al cambio incluido en el P.O. 3.2 que no contempla la posibilidad de programar energía con oferta de regulación terciaria.
- Se añade un nuevo apartado 14.9 para contemplar la liquidación del desvío por descuadre en las interconexiones en caso de diferencias entre el programa de intercambio con otros sistemas comunicado por el operador del mercado y el programa de intercambio recibido desde la Plataforma de Contratación Intradiaria Continua Europea (DBAG).
- Se añade un nuevo apartado 18. *Consolidación de importes horarios de reparto a las unidades de adquisición.*

Se considera necesario establecer una única anotación horaria a cada unidad de adquisición por el conjunto de los saldos repartidos según consumo horario medido sin perjuicio de la publicación de los precios horarios que corresponden a cada apartado. Actualmente hay más de 20 millones de anotaciones anuales con importes inferiores a 10 céntimos de euros, derivados del reparto de costes a la demanda por 7 conceptos diferentes de servicios de ajuste del sistema que suponen el 31% del total de anotaciones de reparto.

## 6. Modificaciones de los Procedimientos de Operación motivadas por los comentarios recibidos en la fase de consulta pública

Del 24 de mayo al 7 de junio de 2019, el Operador del Sistema realizó la consulta pública sobre la propuesta de modificación de los P.O.s 1.5, 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.8, 7.3 y 14.4 para su adaptación a la apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET para el día siguiente, en aplicación del Reglamento 2015/1222 de la Comisión Europea por el que se establece una Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de congestiones (CACM GL) y la Decisión nº 04/2018 de ACER.

De acuerdo con los comentarios recibidos en dicha consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones en los POs:

### P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia

- Se modifica el apartado 4.1 "Reserva de regulación primaria" para incluir la referencia al artículo 156 del Reglamento (UE) 2017/1485 en las excepciones a la provisión de regulación primaria cuando se agotan los recursos.

### P.O. 3.1 Programación de la generación

- Por consistencia en la redacción del P.O. se sustituye la expresión "mercados intradiarios" por "mercado intradiario" (apartados 1, 4.9 y 6).
- En el apartado 5.1 se elimina "continuo" en el siguiente párrafo: "En caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario ~~continuo~~". De esta forma, dependiendo de la frontera, la capacidad libre podrá ser utilizada en el MI de subastas o en el MI continuo.
- En el apartado 6 se elimina el texto señalado, dado que queda fuera del alcance del PO establecer el objeto del MI: "~~Los mercados intradiarios tienen por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo. Las sesiones del mercado intradiario podrán tener carácter continuo (rondas) o de subasta.~~"
- Se corrige una errata en la tabla del anexo I del P.O. 3.1:

<p>Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nominaciones de contratos bilaterales después del MD.</li> <li>- Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta.</li> </ul>	<p><del>≤ 13:00</del> 13:20 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación del PDBC)</p>
--	---

- Se elimina la figura del gestor de cargas contemplada en el anexo II del P.O. 3.1 dado que no se encuentra vigente en la actualidad, conforme a lo establecido en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre.

### P.O. 3.2 Restricciones técnicas

- Se ha recibido un comentario solicitando que el OS realice los análisis de seguridad y resuelva las restricciones técnicas sobre la red observable que no se ha podido incorporar porque actualmente el OS no dispone de toda la información de la red observable. No obstante, el OS está avanzando en la implementación de la red observable en sus sistemas y una vez se disponga de ella propondrá crear un grupo de trabajo con los Gestores de la

Red de Distribución para avanzar en el proceso de solución de restricciones técnicas en la red observable, ya que resulta necesario para mejorar la coordinación entre el Operador del Sistema y los distribuidores.



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

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

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