



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# **Informe justificativo sobre las propuestas de adaptación de los Procedimientos de Operación para la implantación del nuevo mercado intradiario híbrido MIBEL**

Dirección General de Operación

Mayo de 2018



## Índice

<b>1. Introducción .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Objeto .....</b>	<b>3</b>
<b>3. Modificaciones necesarias para la implantación del nuevo mercado intradiario (MIBEL y continuo) en los procedimientos de operación .....</b>	<b>4</b>
o Adaptación de las referencias al mercado intradiario .....	4
o Eliminación del proceso de restricciones técnicas del mercado intradiario .....	4
o Eliminación de las subastas explícitas intradiarias de capacidad en IFE .....	4
o Adaptación del proceso de programación.....	4
o Adaptación de los servicios de balance de activación manual .....	5
<b>4. Otras modificaciones incorporadas en los procedimientos de operación .....</b>	<b>6</b>
o P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.....	6
o P.O. 3.1 Programación de la generación .....	6
o P.O. 3.2 Restricciones técnicas .....	8
o P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.....	10
o P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.....	10



## 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. En el marco establecido por dicho reglamento, está prevista la implantación del mercado intradiario continuo en ámbito europeo el día 12 de junio de 2018 para entrega de energía el día 13 de junio (proyecto XBID NWE+).

Con fecha 14 de febrero de 2017, a la vista del nuevo marco creado por el reglamento 2015/1222, el Operador del Mercado Ibérico envió a las Comisiones Reguladoras de Energía española y portuguesa (CNMC y ERSE) y sometió a consulta pública, junto con los Operadores del Sistema español y portugués, una propuesta para la implantación del modelo intradiario continuo europeo complementado con subastas regionales de ámbito ibérico. El 24 de abril de 2017, el Operador del Mercado Ibérico y los Operadores del Sistema ibéricos publicaron los resultados de la consulta.

Con fecha 28 de julio de 2017 fue lanzada asimismo por las Comisiones Reguladoras de España y Portugal una consulta pública sobre el mecanismo de subastas regionales intradiarias complementarias para la interconexión de España-Portugal, en la que se hacía referencia a los modelos de implantación propuestos por el Operador del Mercado Ibérico y los Operadores del Sistema ibéricos en la consulta anterior. El 17 de noviembre de 2017, las Comisiones Reguladoras de España y Portugal, CNMC y ERSE respectivamente, remitieron un informe conjunto con una solicitud de enmienda a la propuesta común de los Operadores del Sistema y del Operador del Mercado para la realización de subastas regionales intradiarias complementarias en el ámbito del mercado MIBEL.

Con fecha 23 de marzo de 2018, el Operador del Mercado Ibérico y los Operadores del Sistema ibéricos, remitieron a las Comisiones Reguladoras una propuesta modificada de acuerdo con la solicitud de enmienda publicada por las Comisiones Reguladoras con fecha 17 de noviembre de 2017.

Con fecha 12 de abril, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó mediante resolución la Metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal. Los modelos de implantación de mercado intradiario MIBEL mencionados en dicha metodología son los siguientes:

- Modelo A: Modelo inicial de implantación en el que se abren a negociación en el mercado continuo exclusivamente los periodos en negociación que ya no se pueden negociar más en las subastas intradiarias de ámbito ibérico, y que está previsto que se mantenga durante no más de 5 meses.
- Modelo B: Modelo objetivo al que se evolucionará desde el Modelo A y en el que se abren a negociación en el mercado continuo todos los periodos del día en curso y, una vez que se abra su negociación en la tarde anterior, también los periodos de negociación del día siguiente. La negociación continua sólo se interrumpe un periodo máximo de 10 minutos por cada subasta para realizar la casación en ámbito ibérico si bien de manera transitoria esta interrupción podría ser de mayor duración en función de los resultados observados durante las pruebas previas a la implantación de este modelo.

## 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, primero al **Modelo A**, y después al **Modelo B** de mercado intradiario MIBEL, de cara a la implantación del mercado intradiario continuo prevista el día 12 de junio de 2018.

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. 9 Información intercambiada por el operador del sistema (la propuesta de modificación de este procedimiento de operación se realiza en una consulta específica, ya publicada con fecha 12/4/2018 y que incluye otros cambios además de los relativos a la adaptación del mercado intradiario continuo).
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

### **3. Modificaciones necesarias para la implantación del nuevo mercado intradiario (MIBEL y continuo) 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, 9 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 sesiones 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, 9 y 14.4

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

Se eliminan las referencias a las subastas explícitas 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 a los P.O. 3.1 y 9.

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

El proceso de programación contemplado en el Procedimiento de Operación 3.1 es válido para los modelos de implantación del mercado intradiario continuo A y B.

- 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 posterior-



ridad 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.

En el modelo A, este programa incluirá exclusivamente el resultado acumulado de las subastas en el ámbito MIBEL para el periodo de programación correspondiente, mientras que en el modelo B, recogerá la agregación de las diferentes transacciones establecidas en las subastas y rondas ya realizadas.

- Elaboración del Programa PHFC: Asimismo, en los apartados 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 modelo A, como en el B, el programa PHFC incluirá la agregación de todas las transacciones establecidas en las subastas y rondas ya realizadas. Este programa será considerado como la programación horaria final a efectos de lo establecido en el Real Decreto 2019/1997.

Proceso de nominación al OS: Tanto en el ámbito de las subastas regionales MIBEL como de las rondas del MIC, se establecerá 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 OS para establecer los programas de intercambio internacional tras el MI continuo.

Por último, se actualizan los horarios del Anexo I del P.O. 3.1, conforme al nuevo proceso de programación en el horizonte intradiario, válido tanto para el modelo A (sin interrupciones del MIC), como para el modelo B (interrupciones del MIC).

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

Cabe señalar que la implantación del nuevo mercado intradiario MIBEL requiere, también, la adaptación de la Circular 2/2014 de la CNMC por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

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



Se proponen las modificaciones necesarias para adaptar los mercados de servicios de ajuste 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 una hora.
- 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 (se ofertan los excedentes de las ofertas del mercado horario de gestión de desvíos) y se adaptan los procesos entre 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

Cabe señalar que el mecanismo que regula el funcionamiento de los servicios transfronterizos de balance requiere, a su vez, la adaptación de la correspondiente Resolución de la CNMC por la que se establece el procedimiento de intercambio de servicios transfronterizos de balance.

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

Además de las modificaciones necesarias para la implantación del nuevo mercado intradiario indicadas en el apartado anterior, 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 Operation Handbook de UCTE se denomina actualmente Continental Europe Operation Handbook.

- Se actualiza el apartado 4.4 “Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos” 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. En línea con este comentario, se ha propuesto eliminar también el correspondiente apartado en el P.O.-9.



- 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, 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 en el Anexo I:
  - Se modifica la hora límite para notificación de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia-España del Anexo I para adaptarla a la hora establecida en las Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad a Plazo.
  - Se modifica la hora límite para nominación de derechos de largo plazo en la interconexión entre Francia y España del Anexo I en previsión de la aprobación por parte de las comisiones reguladoras de España y Francia de la propuesta de Reglas de Nominación para dicha interconexión requeridas por el Reglamento UE 2016/1719 de la Comisión de 26 de septiembre de 2016 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo.
  - 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 renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1 MW.
  - 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 del representante, en el caso de ser necesario, dé de 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 adelanta la posición del apartado “5.2 Publicación de información previa al MD” al apartado “5.3 Transferencia de programa de las UPG en el PDBF”.
  - Se añaden subapartados dentro del apartado 5.4.
  - 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.
- Tratamiento de los ciclos combinados multiteje:
  - Se detalla el arranque por seguridad del sistema de turbinas de gas adicionales de ciclos combinados multiteje, 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 multiteje en el proceso de programación de la generación.
  - Se incluye la verificación del arranque efectivo de los ciclos combinados multiteje con las medidas de las turbinas que lo compongan.
- Se clarifican los siguientes aspectos en relación con la generación de redespachos y la aplicación de limitaciones:
  - Se indica que las limitaciones aplicadas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación con desglose no correcto no generarán redespachos 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 redespacho 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 explicita que en los casos en los que las limitaciones compartidas no puedan ser gestionadas en un determinado mercado, serán gestionadas como limitaciones locales tras su consideración en el mercado inmediatamente anterior.
- 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 II 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 por seguridad para la solución de restricciones técnicas en Red de Distribución objeto de su gestión. Para ello, se propone en el PO 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 establece que cuando la producción de un grupo generador no pueda ser evacuada por trabajos programados o indisponibilidades de la RdT o de la RdD, el sujeto titular de la instalación deberá modificar su programa en el mercado intradiario para evitar un desvío de su producción respecto a programa. Se plantea así un tratamiento análogo al de un grupo que se declara indisponible.
- 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 se aplica 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 las ofertas de regulación terciaria y de restricciones técnicas disponibles para cada unidad.

Como excepción a lo anterior, se establece que los incrementos de programa de consumo de bombeo que sean necesarios por seguridad, se programarán utilizando siempre la oferta de restricciones técnicas. El objetivo de esta medida es evitar que la posible programación de consumo de bombeo por seguridad en tiempo real pueda interferir en los precios incorporados en las ofertas de regulación terciaria a bajar para estas unidades, al estar establecida una obligación de pago de valor igual a un coeficiente del 0,7 sobre el precio marginal del mercado diario, en caso de que se les programe por seguridad en tiempo real un incremento del programa de consumo de bombeo.
  - Se explícita 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.
- 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 en caliente.
  - 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). Además 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 de la generación.



- Se crea un apartado específico con los criterios para la implementación práctica de la resolución 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 sustituye el término “limitación global” por “limitación compartida” al considerarse más correcta esta denominación.
- Se propone la modificación del término “resolución” de restricción técnica por “solución” de restricción técnica.

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

- 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. 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.
- Modificaciones para la mejora en la liquidación de arranques de turbinas de gas adicionales en 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 turbinas adicionales en 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* añadiendo la comprobación para cada turbina en caso de ciclos combinados multiteje. En el mismo sentido se modifica el apartado 7.1.4.
- 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 asignar energía con oferta de regulación terciaria.
- 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 precios horarios que corresponden a cada apartado.

Actualmente hay más de 20 millones de anotaciones anuales con importes inferiores a 10 céntimos de reparto de costes a la demanda por 7 conceptos de servicios de ajuste que suponen el 31% del total de anotaciones de reparto.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)  
Tel. 91 650 85 00 / 20 12

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