

---

# LOS MERCADOS ELÉCTRICOS Y LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

**ALBERTO CARBAJO**

Director General de Operación  
Red Eléctrica de España.

El 1 de enero de 1998 comienza a operar en España un mercado de producción organizado. Este mercado engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. La ley 54/1997 y el RD2019/1997,

El 1 de enero de 1998 comienza a operar en España un mercado de producción organizado. Este mercado engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. La ley 54/1997 y el RD2019/1997, modificados después por el RDL 5/2005 y el RD 1454/2005, respectivamente, establecen la separación entre, por un lado, la gestión de los mercados de energía (mercados a plazo, diario e intradiario), labor encomendada al Operador del Mercado y, por otro, la gestión del sistema eléctrico incluida la gestión de los servicios de ajuste del sistema y la liquidación de los servicios de ajuste, desvíos y garantía de potencia, responsabilidad encomendada al Operador del Sistema.

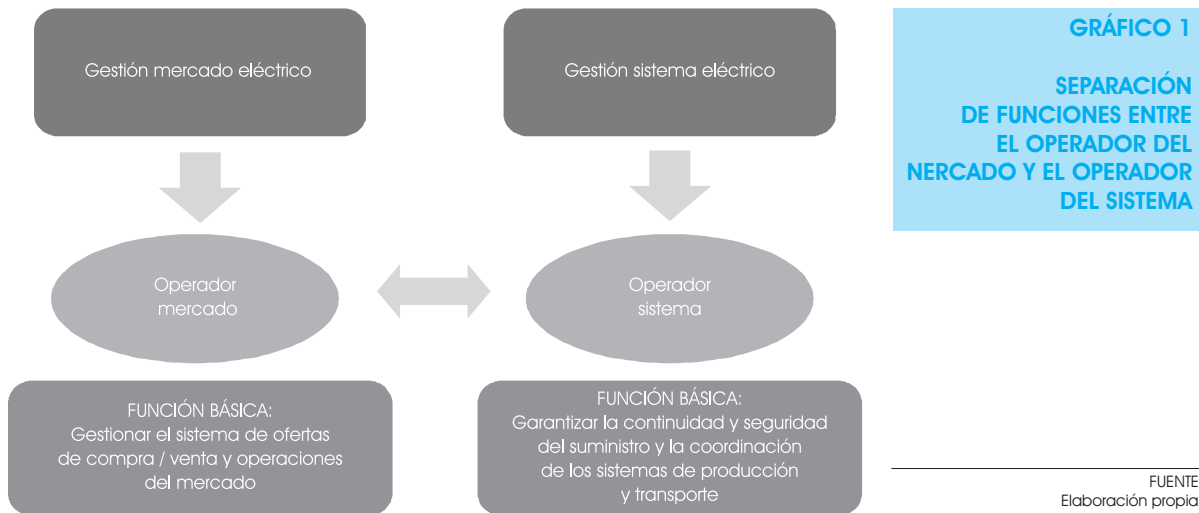
En el proceso de programación de la generación, la operación del sistema se centra en tres aspectos fundamentales:

**La resolución de restricciones técnicas** identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que puedan presentarse durante la propia operación en tiempo real.

**La gestión de los servicios de ajuste del sistema** correspondientes a los servicios complementarios de regulación frecuencia-potencia y de control de tensión de la red de transporte.

**La gestión de los desvíos entre generación y consumo** como medio imprescindible para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda garantizando la disponibilidad en todo momento de las reservas de regulación requeridas.

Asimismo, desde el 24 de mayo de 2006, el operador del sistema es responsable de la liquidación de los servicios de ajuste (solución de restricciones téc-



nicas y servicios complementarios), de los desvíos generación-consumo y de la garantía de potencia.

### MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA ▼

Bajo el concepto de mercados de servicios de ajuste del sistema se agrupa un conjunto de mecanismos de carácter competitivo gestionados por el operador del sistema. Los servicios de ajuste comprenden las restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos generación-consumo.

Los servicios complementarios incluyen la regulación frecuencia-potencia (primaria, secundaria y terciaria), la gestión de desvíos de generación y consumo, el control de tensión de la red de transporte y la reposición del servicio.

En términos económicos, el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia muy reducida sobre el coste del suministro eléctrico. Sin embargo, como ya se ha comentado, son vitales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. La liquidación de los servicios de ajuste y de la gestión de desvíos generación-consumo, desde el 24 de mayo de 2006, es realizada por el operador del sistema, junto con la liquidación de los desvíos respecto a programa y del término de garantía de potencia.

### SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS ▼

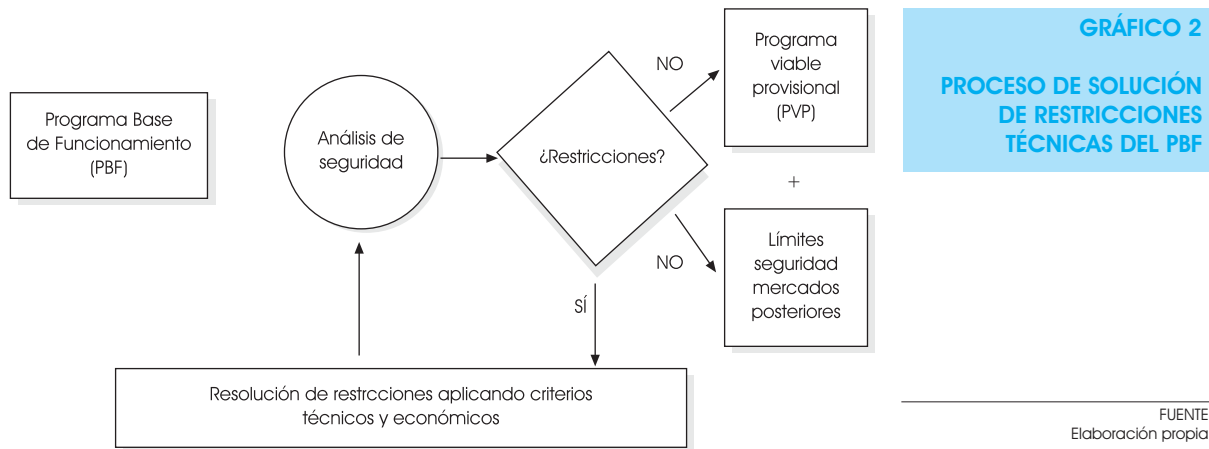
Con posterioridad a cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales, cuya ejecución diaria le ha sido comunicada, el operador del sistema ejecuta el proceso de solución de restricciones técnicas. Para ello, analiza los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de

garantizar que el suministro de energía eléctrica se puede realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y en su caso, que se hayan resuelto previamente todas las posibles restricciones técnicas identificadas.

Las centrales de generación deben haber presentado previamente al operador del sistema ofertas específicas de energía a subir y a bajar, para ser utilizadas en el proceso de solución de restricciones técnicas. Este proceso consta de 2 fases bien diferenciadas.

En la primera, del proceso de solución de restricciones, se redespachan (a subir y/o a bajar) unidades de generación y/o de consumo de bombeo para aliviar las posibles restricciones técnicas existentes, contemplando los escenarios del caso base, y también los resultantes de un fallo simple y los correspondientes a fallo múltiple, líneas doble circuito con longitud > 30 km y fallo consecutivo de grupo generador y línea de interconexión de área. En esta primera fase, los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de restricciones, mientras que los redespachos a bajar son liquidados en base al precio del mercado diario; es decir, se produce una anulación del programa redespachado a la baja.

En la segunda fase del proceso de solución de restricciones, también denominado proceso de «cuadre», se llevan a cabo nuevas reprogramaciones de unidades de generación y de consumo bombeo, con objeto de equilibrar los programas globales de generación y demanda. En esta fase de «cuadre», se aplica el orden de mérito de las ofertas específicas de restricciones a subir y a bajar, siempre que éstas no originen nuevas restricciones. En esta segunda fase, los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de energía a subir, mientras que los redespachos a bajar son liquidados



en base al precio de la oferta específica de restricciones a bajar.

En el esquema de gráfico 3 se muestran de manera gráfica los distintos pasos que conlleva el proceso de solución de restricciones. En este esquema, la primera y la segunda fase del proceso de solución de restricciones mencionado en los párrafos anteriores, están integradas en el bloque denominado «Resolución de restricciones aplicando criterios técnicos y económicos».

Las restricciones aumentan significativamente en los períodos de mayor demanda de invierno y verano, en este último caso debido, fundamentalmente, al consumo de potencia reactiva de los equipos de aire acondicionado, y en una menor medida, de los sistemas industriales de riego.

### SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ↓

Son aquellos servicios necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

#### Regulación primaria ↓

Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo.

La regulación primaria es aportada por los reguladores de velocidad con los que están equipados los generadores. Su horizonte temporal de actuación alcanza hasta los 30 segundos.

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita.

#### Regulación secundaria ↓

Tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo los desvíos respecto

a los programas de intercambio previstos en la interconexión entre España y Francia, y las desviaciones de la frecuencia, respecto al valor de consigna establecido. Su horizonte temporal se extiende desde los 30 segundos hasta los 15 minutos.

La regulación secundaria es aportada por los generadores, cuyas ofertas son seleccionadas mediante mecanismos competitivos.

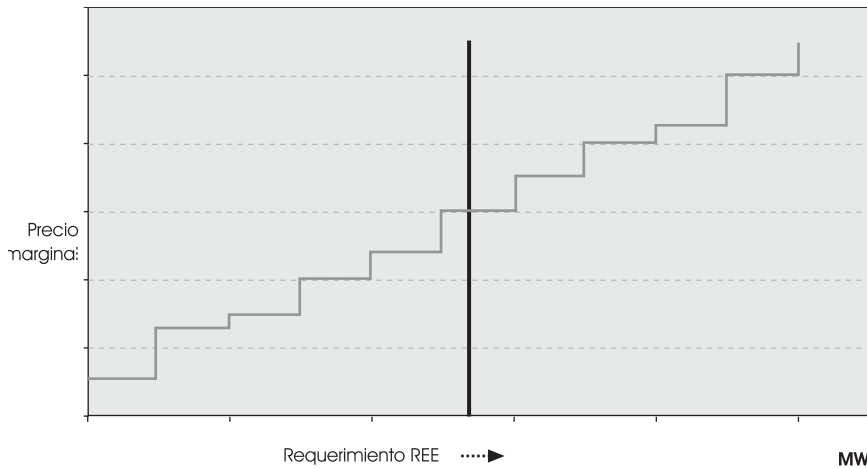
La prestación del servicio se realiza a través de zonas de regulación. Cada zona está constituida por una agrupación de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria. Las zonas son comandadas por el regulador maestro del operador del sistema, denominado RCP (Regulación Compartida Peninsular). El requerimiento de respuesta dinámica de cada zona de regulación es el correspondiente a una constante de tiempo de 100 seg.

El servicio de regulación secundaria es complementario de carácter potestativo, retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

**Banda de regulación.** Cada día, el Operador del Sistema publica los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para la programación del día siguiente. Los productores ofertan una banda de regulación para cada unidad de programación habilitada para la prestación de este servicio complementario. Se asignan las ofertas, aplicando criterios de mínimo coste, hasta cubrir los requerimientos, estableciéndose un precio marginal de banda en cada hora.

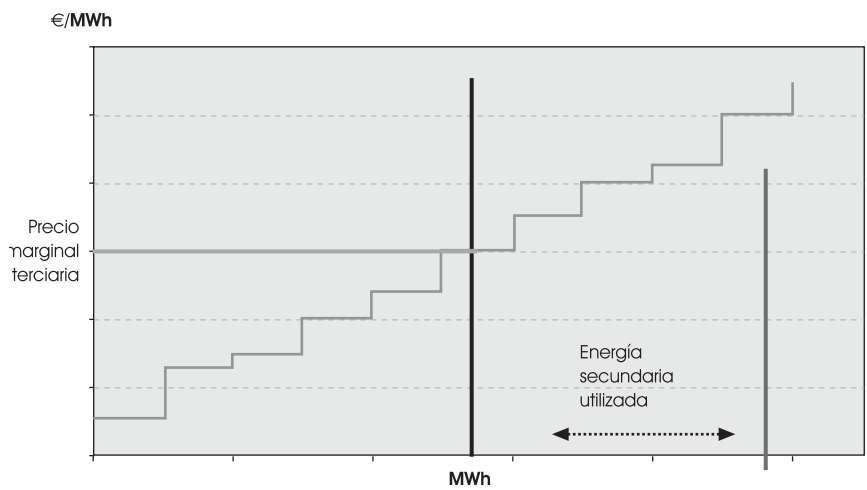
Energía de regulación secundaria. La utilización de energía de regulación secundaria se realiza, de forma automática, basándose en la asignación de banda establecida por el Operador del Sistema el día anterior a través del correspondiente mercado.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora, al precio



**GRÁFICO 3**  
**DETERMINACIÓN DEL PRECIO MARGINAL DE BANDA SECUNDARIA A PARTIR DE LA CURVA AGREGADA DE OFERTAS DE BANDA**

FUENTE:  
 Elaboración propia.



**GRÁFICO 4**  
**DETERMINACIÓN DEL PRECIO MARGINAL DE USO NETO DE ENERGÍA SECUNDARIA: CASO EN EL QUE HA HABIDO USO DE TERCIARIA A SUBIR, Y USO NETO DE ENERGÍA SECUNDARIA A SUBIR**

FUENTE:  
 Elaboración propia.

marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir a la energía.

**Regulación terciaria** ↓

Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de consumo de bombeo que la oferten al menor precio, en el caso de energía a subir, o a un mayor precio de recompra en el caso de energía a bajar.

La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción o de consumo de bombeo en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, 2 horas.

La regulación terciaria es un servicio complementario de oferta obligatoria y retribuido a través del co-

respondiente mercado de operación. En caso de resultar necesario, se asigna el servicio de regulación terciaria en base a las ofertas enviadas a tal fin por las unidades de producción; el precio del servicio es fijado por la última oferta asignada en cada dirección, subir y bajar, en cada hora.

**Gestión de desvíos** ↓

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre la regulación terciaria, y los mercados intradiarios, dotando al operador del sistema de un mecanismo de mayor flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

Para ello, antes de cada hora se evalúan los desvíos comunicados y/o previstos en el horizonte hasta la próxima sesión del mercado intradiario y, en caso de identificarse desvíos de magnitud superior a 300 MWh, mantenidos varias horas, se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos.

La asignación se basa en las ofertas de incremento y reducción de generación y de consumo de bombeo presentadas a dicha convocatoria. La valoración de las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada período horario.

En los gráficos 5 y 6 y en el cuadro 1 se muestran la repercusión de los mercados de operación en el precio final durante el año 2006 y la comparación de la energía gestionada en los mercados de operación entre 2005 y 2006.

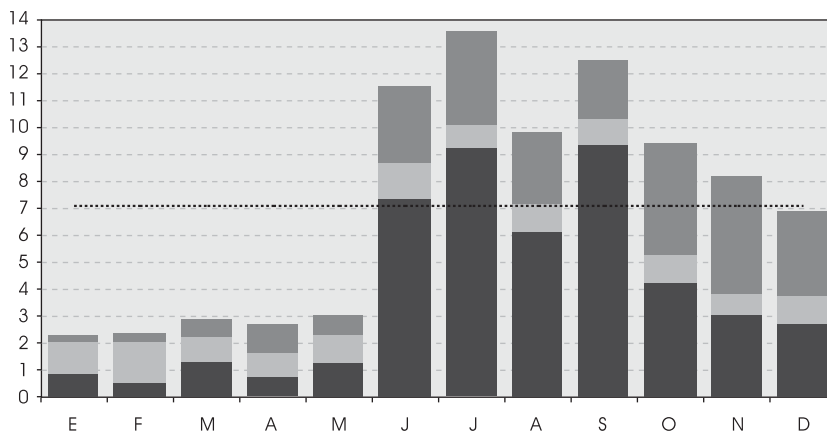
**Control de tensión de la red de transporte**

Tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte, de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se

**CUADRO 1**  
**ENERGÍA GESTIONADA EN LOS MERCADOS DE OPERACIÓN. 2005/06 EN GWh**

	2005		2006		% 2006/05	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF)		3.093		15.144		389,6
Regulación secundaria	1.076	959	1.049	1.126	-2,5	17,5
Regulación terciaria	2.394	1.817	4.261	1.406	78,8	-22,6
Gestión de desvíos	817	933	28.588	412	3.398	-55,8
Restricciones en tiempo real	449	573	707	579	57,6	1,1
<b>Energía total gestionada</b>		<b>12.112</b>		<b>53.293</b>		<b>340,0</b>

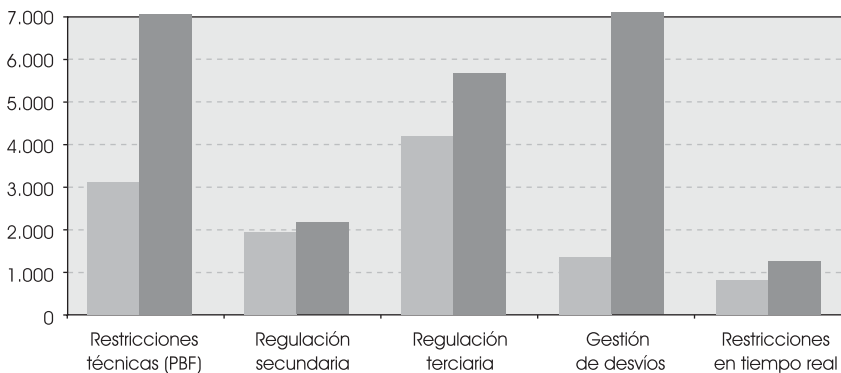
FUENTE: Elaboración propia.



**GRÁFICO 5**  
**REPERCUSIÓN DE LOS MERCADOS DE OPERACIÓN EN EL PRECIO FINAL**

■ Energía de operación  
■ Banda de regulación secundaria  
■ Restricciones técnicas (PBF)  
..... Repercusión media en 2006

FUENTE: Elaboración propia.



**GRÁFICO 6**  
**MERCADOS DE OPERACIÓN**

**Energía gestionada en 2005 y 2006. GWh**

■ 2005  
■ 2006

FUENTE: Elaboración propia.

efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Son proveedores de este servicio complementario los grupos generadores, de potencia neta no inferior a 30 MW y con conexión directa, o a través de línea dedicada, a nudos de la red de transporte, las empresas transportistas, los consumidores cualificados no acogidos a tarifa, con potencia contratada no inferior a 15 MW y conectados directamente a la red de transporte, y los gestores de las redes de distribución.

Este servicio se regula a través del procedimiento de operación 7,4, aprobado por Resolución Ministerial el 10 de marzo de 2000.

### Reposición del servicio ↓

Tiene por objeto reponer el suministro en caso de una perturbación de ámbito nacional o regional. Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin alimentación exterior en un tiempo determinado tras un cero de tensión general en la instalación y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de reposición del servicio, o bien de mantenerse en funcionamiento en isla sobre sus servicios auxiliares, preparados para servir de punto de envío de tensión y energización tras la perturbación. Este servicio complementario está aún en fase de desarrollo.

### SECUENCIA DE MERCADOS Y SERVICIOS ↓

El proceso completo por el que quedan establecidos los programas finales de generación se describe a continuación. De entrada, cada día, 2 horas antes del cierre del mercado diario, el operador del sistema publica la previsión horaria de demanda en el sistema eléctrico peninsular español para cada una de las

horas del día siguiente, las capacidades de intercambio con los sistemas eléctricos vecinos interconectados y la situación de los elementos de la red de transporte prevista para el día siguiente. Luego, el operador del mercado realiza la casación de ofertas del mercado diario y comunica al operador del sistema el denominado Programa Base de Casación (PBC).

Por su parte, los sujetos titulares de unidades afectas a contratos bilaterales físicos comunican al operador del sistema sus programas de generación y consumo. A partir del PBC y de los contratos bilaterales físicos, el operador del sistema determina el denominado programa base de funcionamiento (PBF).

Una vez identificadas y solucionadas las restricciones técnicas, el operador del sistema publica el programa viable provisional (PVP) y las limitaciones de programa aplicables a las unidades de producción para evitar la existencia de nuevas restricciones técnicas en los subsiguientes mercados. Con anterioridad, el operador del sistema publica también la información correspondiente a los requerimientos de reserva de regulación secundaria y terciaria y procede a la asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria a unidades habilitadas para la prestación de este servicio, hasta alcanzar los requerimientos de reserva en todas y cada una de las horas.

A continuación tienen lugar las diferentes sesiones del mercado intradiario, cuya finalidad es permitir a los agentes introducir los ajustes que consideren necesarios, como consecuencia, por ejemplo, de errores en la previsión de su demanda o incidencias en sus instalaciones de generación. El programa resultante de cada sesión del mercado intradiario debe ser analizado también por el operador del sistema para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se publica el programa horario final.(PHF)



**GRÁFICO 7**  
**SECUENCIA DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA GESTIONADOS POR EL OPERADOR DEL SISTEMA**

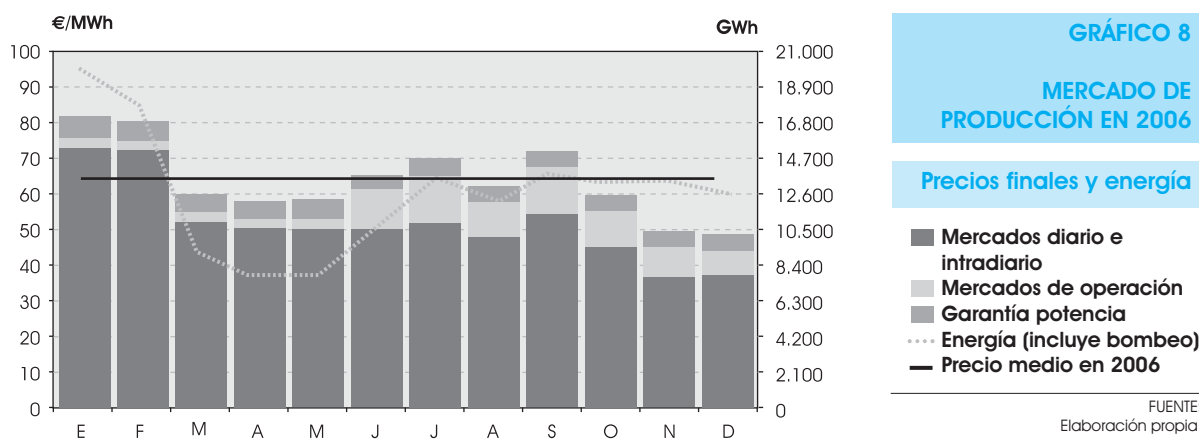
FUENTE:  
 Elaboración propia.



**CUADRO 2**  
**PRECIO FINAL EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN EN 2006. €/MWh**

Precio: €/MWh	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total	Δ% 2006/05
Mercado diario	73,33	72,59	52,38	50,76	50,51	49,94	52,82	47,71	55,13	45,86	37,25	37,62	53,97	-3,0
Mercado intradiario	-0,08	-0,21	-0,34	-0,33	-0,30	-0,47	-0,75	-0,39	-0,58	-0,58	-0,31	-0,49	-0,39	-
Mercados de operación	2,37	2,43	2,89	2,74	3,07	11,61	13,68	9,95	12,65	9,56	8,31	6,99	7,20	177,5
Restricciones técnicas (PBF)	0,26	0,33	0,59	1,00	0,72	2,86	3,51	2,71	2,24	4,22	4,44	3,19	2,15	289,2
Banda de regulación secundaria	1,19	1,52	0,91	0,92	1,06	1,34	0,83	1,04	0,96	0,99	0,76	1,01	1,07	-21,6
Energía de operación	0,92	0,58	1,39	0,82	1,29	7,41	9,34	6,20	9,45	4,35	3,11	2,79	3,98	486,3
Contrato REE	0,12	0,15	0,26	0,63	0,78	0,17	0,13	0,25	0,16	0,21	0,22	0,17	0,23	-
Garantía de potencia	5,58	5,38	4,78	5,24	5,06	4,50	4,49	4,55	4,43	4,42	4,41	4,47	4,81	7,4
Precio final 2006	81,32	80,34	59,97	59,04	59,12	65,75	70,37	62,07	71,79	59,47	49,88	48,76	65,81	5,4
Precio final 2005	50,77	54,80	64,12	51,65	52,52	70,29	74,66	60,06	65,51	59,95	65,10	76,76	62,42	

FUENTE: Elaboración propia.



FUENTE: Elaboración propia.

A pesar de los ajustes realizados en el mercado intradiario, entre dos sesiones de éste pueden aparecer desajustes entre la generación y la demanda, debidos a variaciones en la demanda prevista por el operador del sistema, importantes cambios en la producción eólica, indisponibilidades sobrevenidas en grupos generadores, etc. En función de la magnitud total de este desvío y la duración prevista para el mismo, el operador del sistema recurre a la asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, o bien, si el desvío previsto medio horario es superior a 300 MWh y se mantiene durante varias horas, procede a convocar el mercado de gestión de desvíos. En el caso de que los desvíos generación-consumo sean de magnitud inferior a 300 MWh, el equilibrio de programas se establece antes de cada hora mediante la asignación de ofertas de regulación terciaria, que son enviadas, tanto por parte de los productores como por parte de las unidades de bombeo, antes de las 22 horas del día anterior y actualizadas por éstos antes de cada hora. La regulación terciaria hace frente a desvíos imprevistos de generación consumo que se reflejan en un uso neto (a subir o a bajar) de la reserva secundaria. El objetivo de la reserva terciaria es el de reducir este uso neto de reserva secundaria.

Durante la operación en tiempo real actúa de manera automática la regulación secundaria para co-

regir los desvíos sobre el programa de intercambio de energía en la interconexión entre España y Francia y los desvíos de la frecuencia respecto a la frecuencia de referencia. Además, se supervisa de forma permanente la seguridad del sistema, procediendo a resolver cualquier posible restricción técnica o situación de alerta en el sistema, mediante la modificación del programa de aquellas unidades de producción que puedan contribuir a resolver la restricción, y garantizar así la seguridad del sistema.

En resumen, los mercados de ajuste gestionados por el operador del sistema tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados diario e intradiario para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica.

En el gráfico 7 se representa la secuencia de los mercados de energía (diario e intradiario) gestionados por el operador del mercado y de los mercados de servicios de ajuste, gestionados por el operador del sistema).

En el cuadro 2 y gráfico 8 se manifiesta la cantidad de energía gestionada por los mercados de ajuste y su relación con el total de energía del mercado diario e in-

tradiario en el año 2006. Es de resaltar que a partir del mes de junio se produjo un incremento importante del volumen gestionado en los mercados de ajuste, especialmente en la solución de las restricciones técnicas, debido a que una parte importante de la demanda de un agente, por la estrategia seguida en su oferta, no resultaba casada en los mercados diarios y se tuvo que satisfacer a través de los servicios de ajuste.

### EVOLUCIÓN PREVISTA DE LAS ENERGÍAS Y COSTES DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA ↓

España sigue en proceso continuo de crecimiento, lo que conlleva el correspondiente aumento de la demanda de energía eléctrica (2,7 % respecto a la demanda del año 2005) y de la capacidad de producción. En este aumento de la capacidad de producción es de destacar la mayor participación de las energías de carácter renovable. Dado que estas tienen, en muchos casos, carácter no gestionable y presentan una gran variabilidad en sus entregas de energía, es previsible que en los próximos años se observe un mayor uso de las energías de balance y de la regulación terciaria, para garantizar la cobertura de la demanda.

Esto también conllevará una mayor programación de energía en el proceso de solución de restricciones técnicas para poder disponer de suficientes márgenes de potencia a subir y a bajar en el sistema eléctrico, para poder hacer frente a los posibles desvíos respecto a programa que se puedan originar como consecuencia de la elevada participación de las energías de carácter renovable (e.g., eólica, solar, etc.) en el mix de generación del sistema eléctrico español.

En el futuro, en la provisión de servicios de balance y de regulación terciaria, deberán participar también los sistemas externos interconectados, y en especial el sistema eléctrico portugués, en particular a medida que se vaya incrementando la capacidad de intercambio entre ambos sistemas eléctricos. La posible participación de la demanda para la provisión de estos servicios de regulación terciaria y de balance, deberá ser también tenida en consideración, pero siempre bajo la premisa de que quede garantizada la seguridad del sistema eléctrico.

En los próximos años, con la implantación de un único mercado de electricidad en la península ibérica, Mercado MIBEL, y el uso coordinado de la interconexión entre ambos sistemas eléctricos, los intercambios de energía no deberán limitarse sólo a meros intercambios comerciales de energía, si no también al intercambio de servicios de balance y de regulación terciaria, como desarrollo de una armonización y mayor integración de los servicios de regulación y balance existentes en uno y otro sistema eléctrico. Una interconexión completa al 100 % en un determinado sentido de flujo, ofrece una gran capacidad de intercambio en el otro sentido de flujo, susceptible de ser utilizada para la provisión de servicios de ajuste y de regulación terciaria entre ambos sistemas eléctricos.

### Referencias ↓

Todos los procedimientos de operación del sistema se encuentran disponibles para consulta, en la web pública de REE: [www.ree.es](http://www.ree.es) → Operación del Sistema → Procedimientos de operación  
Link directo: [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html)