

servicios de ajuste

de la operación
del sistema

**avance
2011**



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

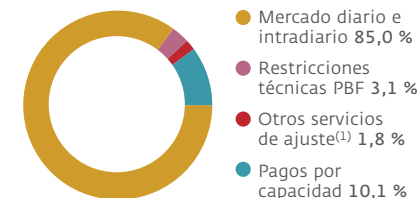
Componentes del precio final medio. Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre)

Precio (€/MWh) ⁽¹⁾	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total	Δ % 11/10
Mercado diario	43,20	49,01	47,63	46,21	49,53	50,56	51,43	54,14	59,46	58,75	50,10	51,46	50,88	32,6
Restricciones técnicas PBF	2,02	1,19	1,48	1,18	0,69	0,85	1,42	1,83	1,95	2,53	3,66	3,33	1,85	-19,5
Mercado intradiario	-0,05	-0,03	-0,05	-0,01	-0,04	-0,05	-0,05	-0,08	-0,05	-0,03	-0,11	-0,15	-0,06	150,5
Banda de regulación	0,74	0,45	0,44	0,49	0,56	0,59	0,61	0,75	0,92	1,34	1,36	0,90	0,76	8,7
Restric. técnicas T. Real	0,30	0,10	0,29	0,17	0,28	0,18	0,06	0,14	0,11	0,42	0,46	0,33	0,24	-9,5
Desvíos	0,33	0,43	0,46	0,39	0,30	0,32	0,36	0,24	0,54	1,04	0,34	0,54	0,44	-22,8
Excedente desvíos	0,17	0,07	0,04	0,06	-0,10	-0,12	-0,16	-0,05	-0,21	-0,45	-0,09	-0,14	-0,08	58,5
Pagos por capacidad	7,03	6,99	5,75	5,49	5,36	6,36	7,10	4,84	5,56	5,37	5,60	7,02	6,06	101,7
Precio total €/MWh	53,74	58,21	56,04	53,98	56,58	58,69	60,77	61,81	68,28	68,97	61,32	63,29	60,09	33,1
Energía GWh	23.137	21.118	22.412	19.450	20.194	20.673	21.753	21.447	20.901	20.079	20.510	21.722	253.396	-1,9

(1) Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del operador del sistema.

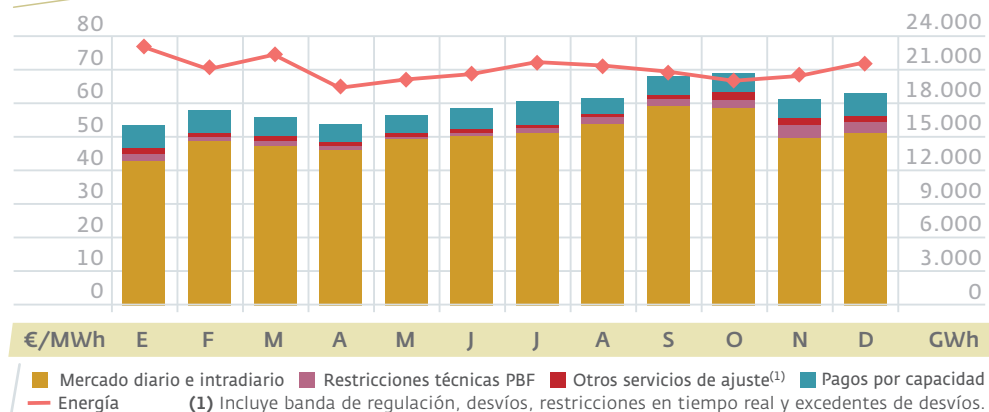
Fuente: CNE y Red Eléctrica

Componentes del precio final medio. 2011



(1) Incluye banda de regulación, restricciones en tiempo real, desvíos y excedentes de desvíos.

Energía y precio final medio. Demanda nacional

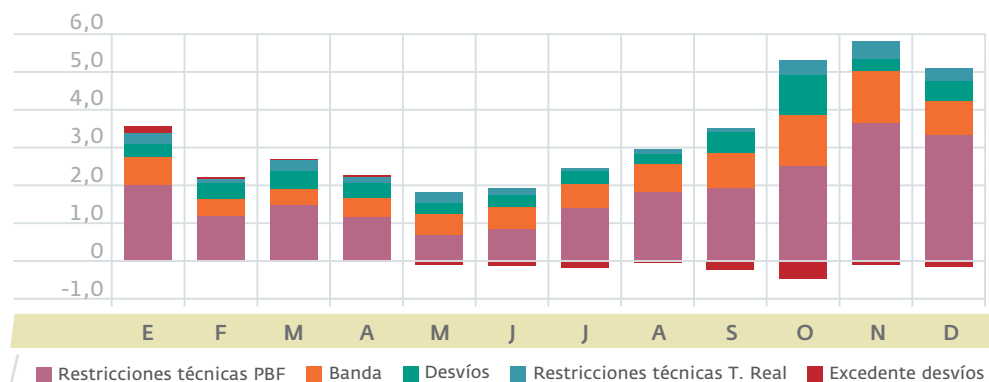


Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh)

	2010		2011		Δ % 11/10	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restric. garantía suministro ⁽¹⁾	-	-	12.773	-	-	-
Restricciones técnicas (PBF) ⁽²⁾	12.509	447	9.998	228	-20,08	-48,86
Banda de regulación secundaria ⁽³⁾	727	531	716	526	-1,51	-0,89
Regulación secundaria	1.165	1.724	1.213	1.514	4,07	-12,15
Regulación terciaria	2.726	2.983	2.694	2.591	-1,17	-13,12
Gestión de desvíos	2.198	2.675	1.775	2.046	-19,28	-23,50
Restricciones en tiempo real	887	901	657	509	-25,89	-43,46

(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PBF (P.O.3.2). (3) Banda de potencia horaria media (MW).

Repercusión de los servicios de ajuste en el precio final medio (€/MWh)



Precios medios ponderados en los servicios de ajuste (€/MWh)

	2010		2011		Δ % 11/10	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restric. garantía suministro ⁽¹⁾	-	-	83,06	-	-	-
Restricciones técnicas (PBF) ⁽²⁾	80,54	45,71	94,12	58,38	16,87	27,71
Banda de regulación secundaria ⁽³⁾	14,74	-	15,83	-	7,41	-
Regulación secundaria	40,36	24,68	51,58	33,32	27,78	35,00
Regulación terciaria	50,41	17,88	57,97	24,46	15,00	36,80
Gestión de desvíos	51,01	20,70	54,30	29,83	6,45	44,13
Restricciones en tiempo real	104,69	9,72	129,86	23,02	24,04	136,92

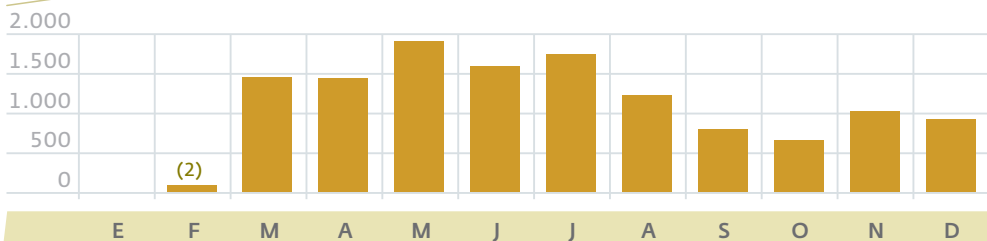
(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PBF (P.O.3.2). (3) Precio horario medio de la banda de regulación secundaria (€/MW).

Energía programada por restricciones técnicas PBF⁽¹⁾ (GWh)



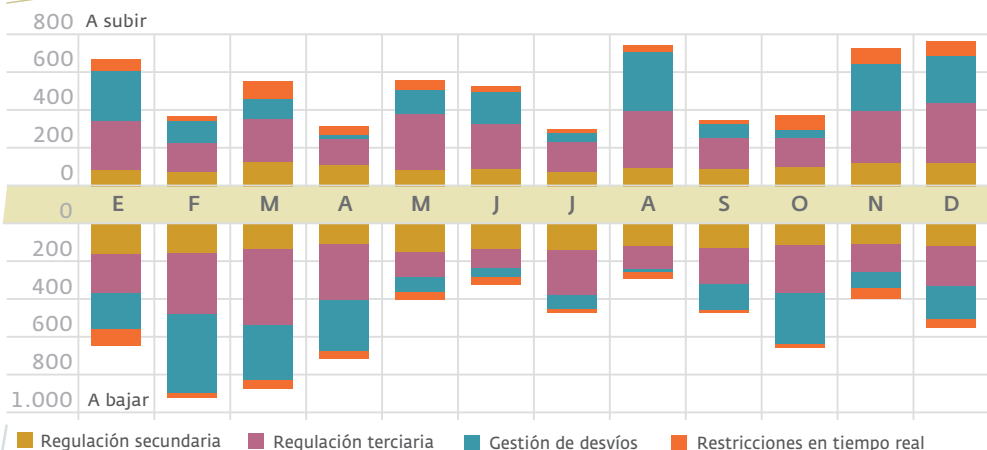
(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de la solución de restricciones técnicas de PBF (P.O.3.2.).

Energía programada por resolución de restricciones por garantía de suministro⁽¹⁾ (GWh)



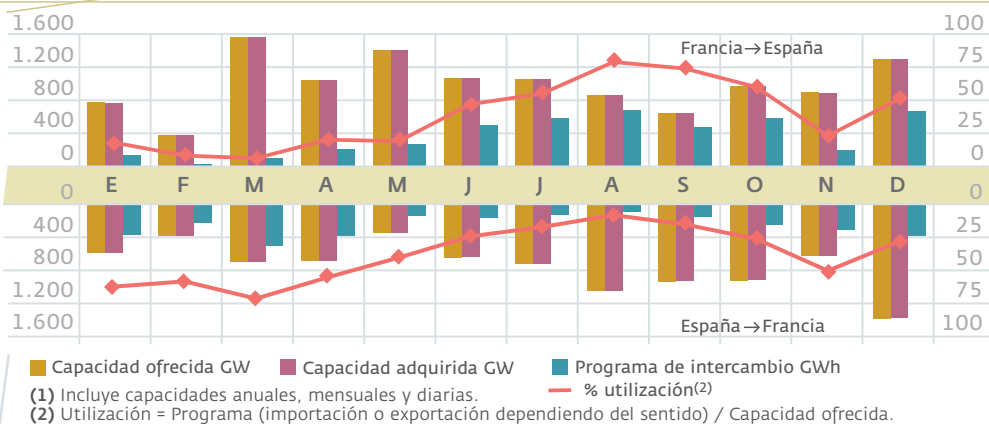
(1) Energía incrementada o reducida en la fase I de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (2) Proceso iniciado con fecha 26/02/2011.

Energía gestionada en los servicios de ajuste⁽¹⁾ (GWh)

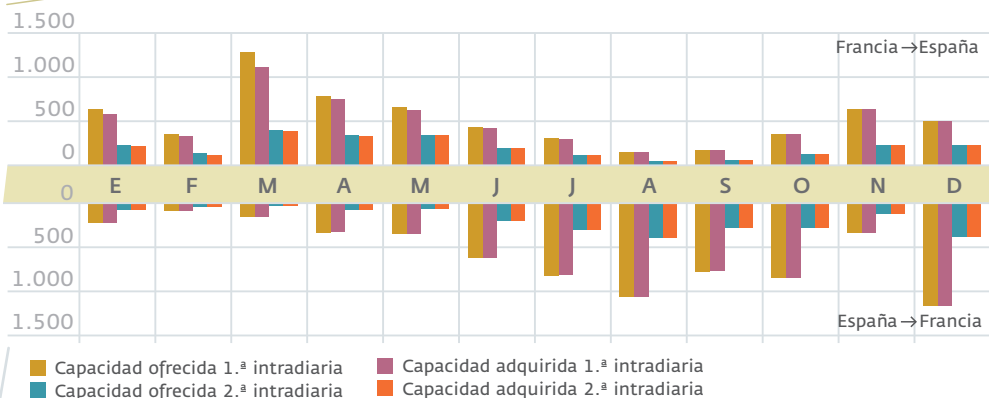


(1) No incluye restricciones técnicas PBF ni restricciones por garantía de suministro.

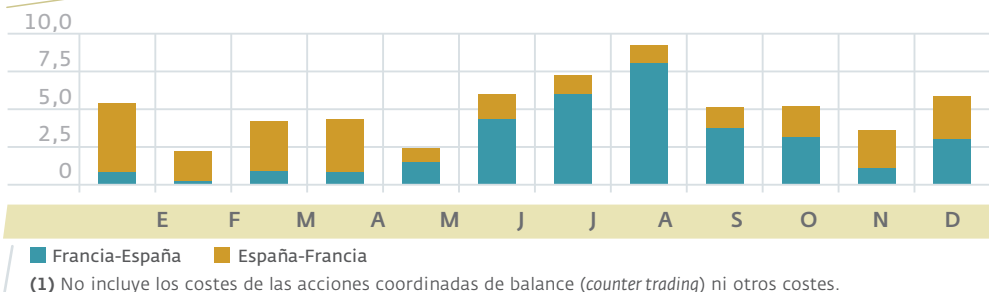
Capacidad negociada en las subastas explícitas en la interconexión con Francia (IFE)⁽¹⁾



Capacidad negociada en las subastas explícitas intradiarias en la interconexión con Francia (IFE) (GW)



Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE)⁽¹⁾ (Millones €)

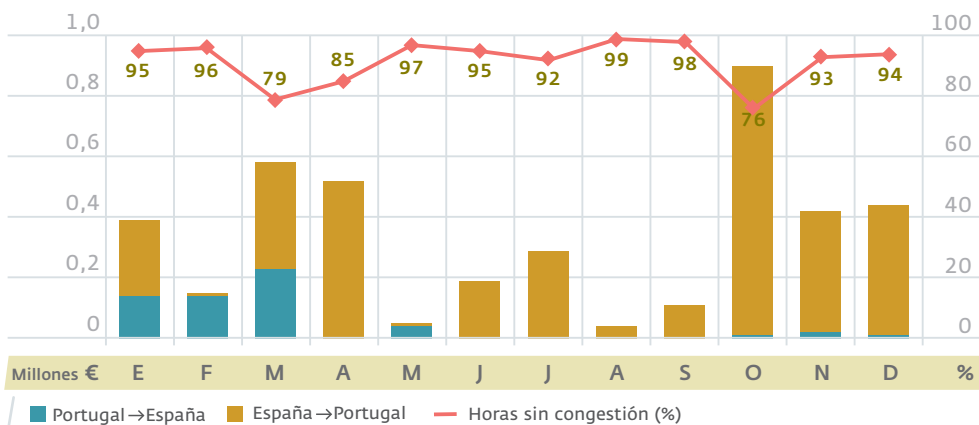


Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal

	España precio medio aritmético (€/MWh)	Portugal precio medio aritmético (€/MWh)	Diferencia de precios medios (€/MWh)	Renta de congestión ⁽¹⁾ (Millones €)
Enero	41,19	41,27	-0,08	0,39
Febrero	48,03	47,91	0,12	0,14
Marzo	46,67	47,31	-0,64	0,59
Abril	45,45	46,85	-1,40	0,52
Mayo	48,90	49,03	-0,12	0,04
Junio	50,00	50,64	-0,64	0,19
Julio	50,82	51,15	-0,34	0,30
Agosto	53,53	53,60	-0,07	0,05
Septiembre	58,47	58,56	-0,10	0,11
Octubre	57,46	59,22	-1,77	0,90
Noviembre	48,38	49,10	-0,72	0,42
Diciembre	50,07	50,66	-0,59	0,44

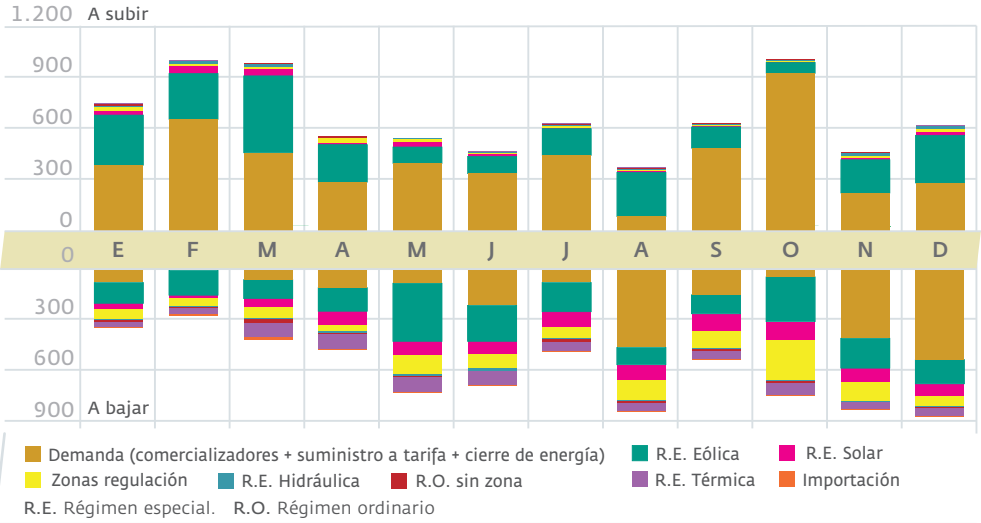
(1) No incluye los costes de las acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal⁽¹⁾

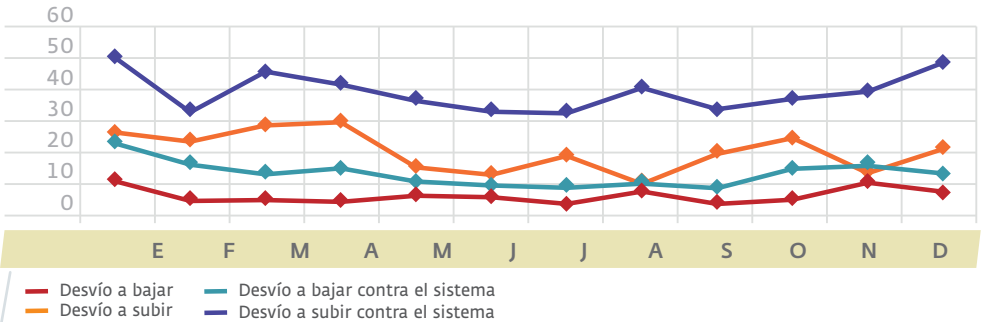


(1) No incluye los costes de las acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

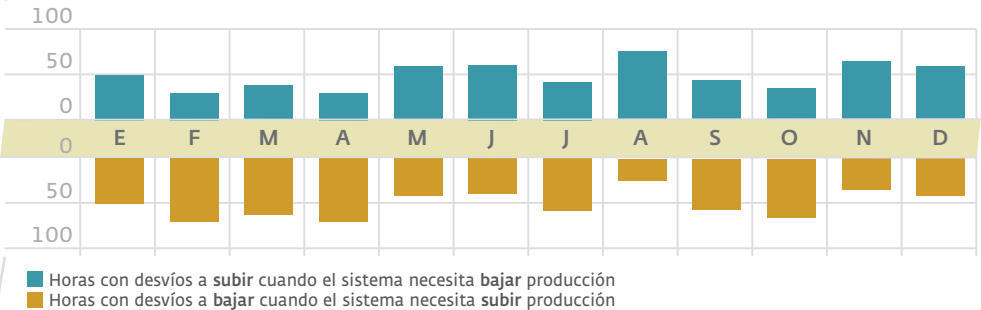
Desvíos netos medidos (MWh)



Coste del desvío en relación al precio del mercado diario (%)



Horas con desvíos contrarios al sistema (%)



Términos básicos

Acción coordinada de balance o counter trading.

Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

Banda de regulación secundaria y regulación secundaria.

La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto en la interconexión España-Francia, y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Cierre de energía en el mercado. Es el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema.

Demanda en mercado libre. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

Demanda en mercado regulado de suministro de último recurso. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de último recurso.

Desvíos a bajar. Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos a subir. Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos medidos. Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

Excedente/déficit de desvíos. Diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

Gestión de desvíos. El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. 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.

Pagos por capacidad. Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

Market splitting o separación de mercados. Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico diario e intradiario de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.

Regulación terciaria. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Rentas de congestión. Ingresos derivados de la gestión de la capacidad de interconexión entre sistemas eléctrico.

Restricciones en tiempo real. Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.

Restricciones técnicas PBF. Mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Servicios de ajuste del sistema. Son aquéllos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como sistemas de ajuste la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Subasta de capacidad. Proceso utilizado para asignar capacidad de la interconexión con Francia basado en mecanismos de mercado, mediante subastas anuales, mensuales, diarias e intradiarias.

Suministro último recurso. Régimen de suministro de energía establecido para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.