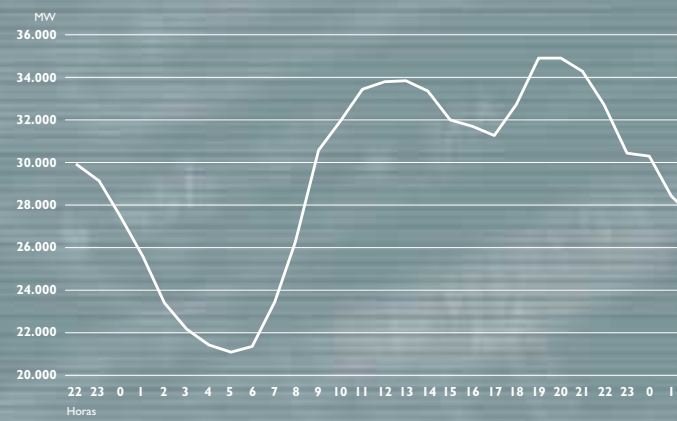




EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL


informe 2001



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Índice general



1. El Sector Eléctrico Español en 2001	5
2. Demanda de energía eléctrica	13
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	13
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	13
Gráficos y cuadros	15
3. Cobertura de la demanda	19
3.1 Balance de potencia	19
3.2 Balance de energía	20
Gráficos y cuadros	21
4. Régimen ordinario	25
4.1 Equipo generador; altas y bajas	25
4.2 Utilización y disponibilidad	25
4.3 Producción hidráulica	26
4.4 Producción de centrales térmicas	27
4.4.1 Producción de centrales de carbón	
4.4.2 Producción de centrales térmicas de fuel y mixtas	
4.4.3 Producción de centrales nucleares	
Gráficos y cuadros	29
5. Régimen especial	41
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	41
5.2 Previsiones de desarrollo de la generación en régimen especial	42
5.3 Coste de la energía adquirida al régimen especial	42
Gráficos y cuadros	45
 6. Operación del sistema	47
6.1 El mercado de producción en 2001	47

6.2 Los mercados de operación en 2001	49
6.2.1 Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento	
6.2.2 Servicios complementarios	
6.2.3 Gestión de desvíos	
6.2.4 Solución de restricciones técnicas en tiempo real	
Gráficos y cuadros	55
7. Red de transporte	67
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	67
7.2 Calidad de servicio de la red transporte	68
7.3 Carga de la red transporte	69
Gráficos y cuadros	70
8. Intercambios internacionales	81
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	81
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	81
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	82
8.4 Intercambios de Apoyo	83
8.5 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	83
Gráficos y cuadros	85
Anexos	91
La energía eléctrica por Comunidades Autónomas	91
Comparación internacional	101
Glosario de Términos	109



6

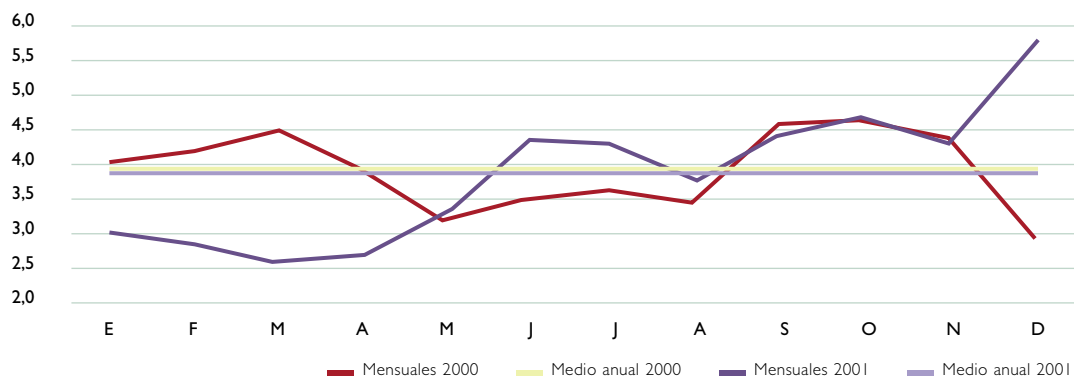
Operación del sistema

6.1 El mercado de producción en 2001

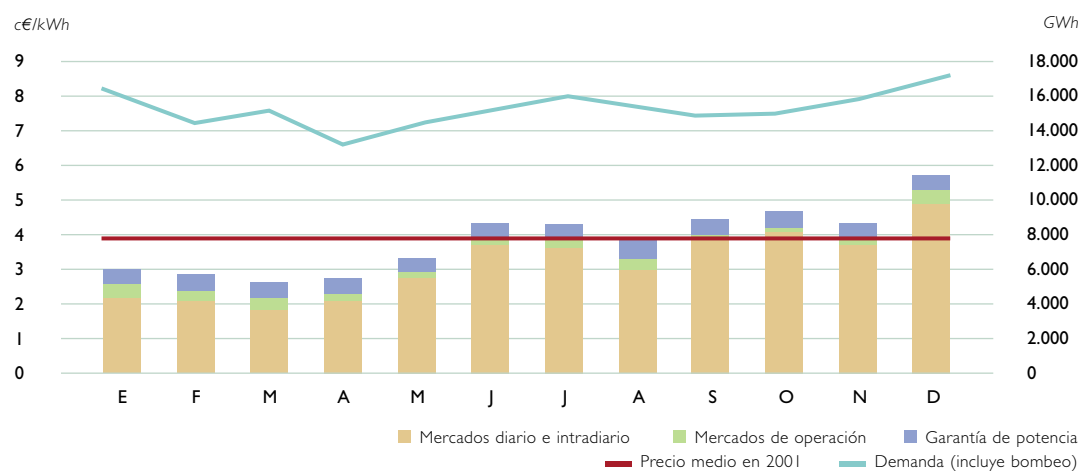
En el cuarto año de funcionamiento del mercado eléctrico, el precio medio final ha sido 3,859 c€/kWh, un 1,2% inferior al registrado en 2000.

En términos mensuales, los precios han mostrado una mayor variabilidad que el año anterior, oscilando entre un mínimo de 2,588 c€/kWh en marzo y un máximo de 5,746 c€/kWh en diciembre, coincidiendo demandas muy elevadas por una ola de frío e hidraulicidad seca registrada en dicho mes.

Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción (c€/kWh)



Mercado de producción. Demanda y precios finales





El volumen de energía negociada ascendió a 183.446 GWh, un 3,8% más que el año anterior. El 96,7% de esta energía ha sido contratada en el mercado diario, mientras que el 2,7% corresponde al incremento de demanda neta negociada en el mercado intradiario y el 0,6% restante ha sido aportado por la energía de operación.

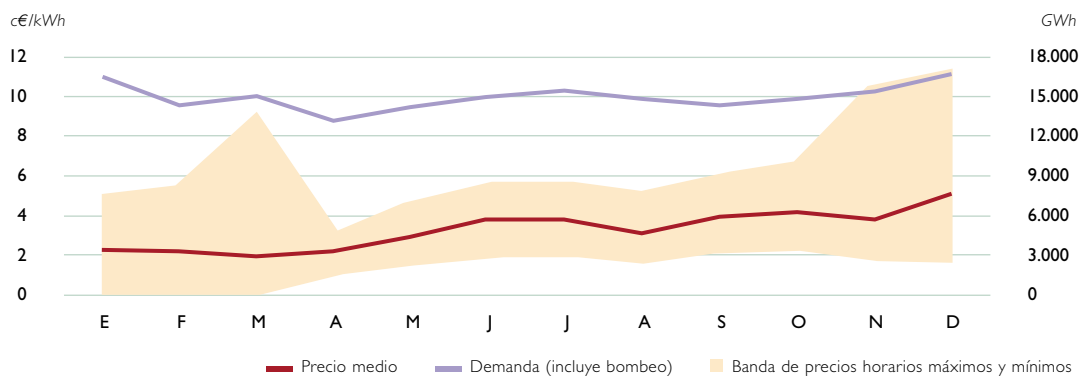
Mercado diario

El precio medio anual en el mercado diario se situó en 3,159 c€/kWh, valor que representa el 81,8% del precio final del mercado de producción.

intradiario ha ascendido a 14.808 GWh, un 28,9% más que en 2000, cifra que representa el 8,3% de la energía negociada en el mercado diario, 1,6 puntos más que el año anterior.

Del volumen total de energía intercambiada en el mercado intradiario, el 66,0% ha servido para que los agentes, principalmente productores, ajustaran sus compromisos previamente adquiridos en el mercado diario, mientras que el 34,0% restante ha implicado un aumento neto de la demanda.

Mercado diario. Demanda y precios medios mensuales



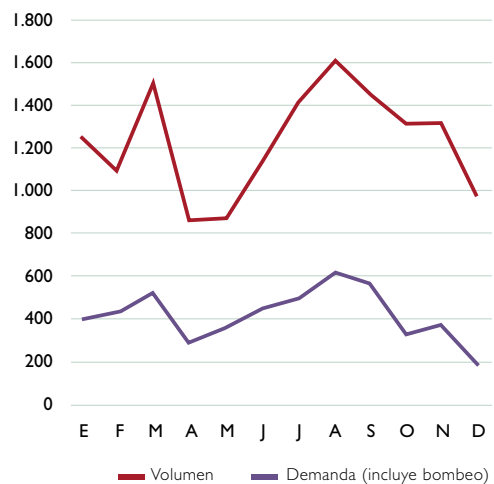
La banda de precios horarios máximos y mínimos ha revelado una mayor volatilidad en el primer y último trimestre del año. Destacan los precios prácticamente nulos que se produjeron en alguna hora de los meses de enero, febrero y marzo.

La energía intercambiada en este mercado ascendió a 177.363 GWh, el 96,7% de la demanda total del mercado de producción. Respecto al año anterior, el precio medio disminuyó un 0,7% y la demanda aumentó un 3,4%.

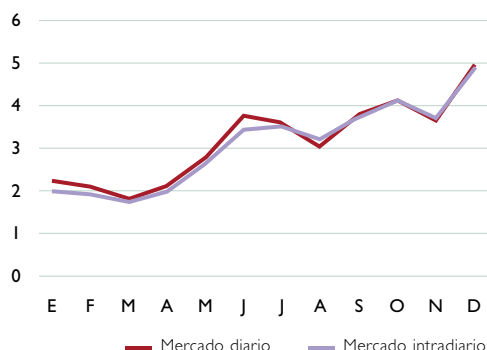
Mercado intradiario

El volumen de energía negociado en el mercado

Mercado intradiario. Volumen de energía contratada y demanda (GWh)



Mercado diario y mercado intradiario. Precios medios mensuales (c€/kWh)



El precio medio anual en el conjunto de mercados intradiarios ha sido 3,048 c€/kWh, un 3,5% inferior al del mercado diario. Los menores precios del mercado intradiario han propiciado la participación de la demanda proveniente, principalmente, del bombeo y comercializadoras.

La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía en el mercado de producción ha representado una disminución de 0,007 c€/kWh, un 22,7% inferior al del año anterior.

6.2 Los mercados de operación en 2001

La energía gestionada en el conjunto de mercados de operación se elevó a 10.973 GWh, un 6,0% de

la demanda del mercado y un 11,0% más que en 2000.

Los incrementos porcentuales más importantes de energía utilizada se han producido en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real y en la gestión de desvíos a bajar.

El coste del conjunto de mercados de operación en 2001 ha sido de unos 457,65 millones de euros, que en términos unitarios supone una repercusión sobre el precio del mercado de producción de 0,249 c€/kWh, lo que equivale al 6,5% del precio final de dicho mercado. Esta incidencia unitaria supera en un 41,8% a la del año anterior.

Mensualmente, el coste de los mercados de operación ha experimentado variaciones importantes debido, principalmente, a la distinta hidráulicidad, a las indisponibilidades del equipo generador, y a la elevada demanda motivada por las temperaturas extremas registradas tanto en verano como en invierno.

6.2.1 Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento

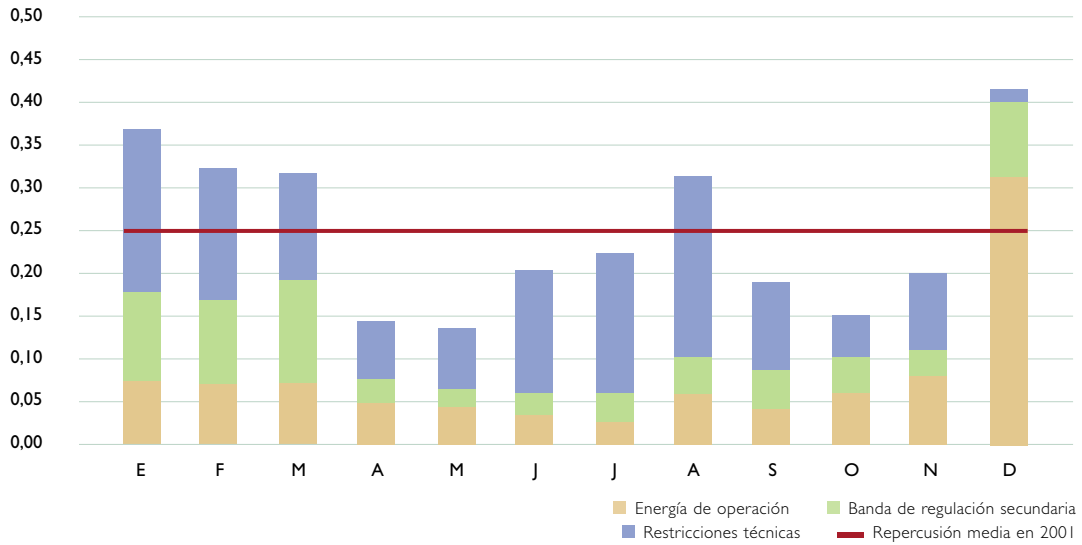
La energía programada por solución de restricciones técnicas sobre el programa base de funcionamiento (PBF) fue 3.882 GWh, un 6,2% más que en 2000.

Energía gestionada en los mercados de operación. 2000-2001 (GWh)

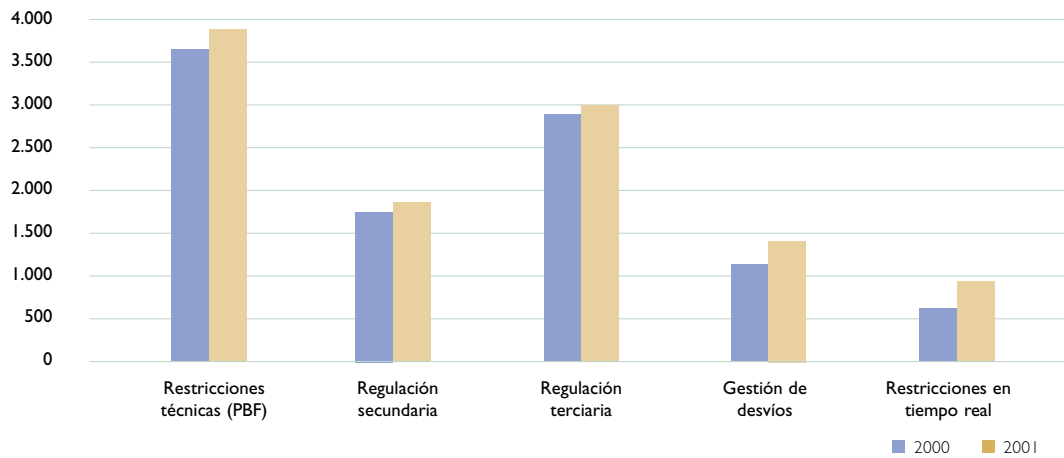
	2000		2001		% 2001/2000	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF)		3.656		3.882		6,2
Regulación secundaria	801	880	769	1.000	-4,0	13,6
Regulación terciaria	1.855	983	1.743	1.276	-6,0	29,8
Gestión de desvíos	838	292	889	501	6,1	71,5
Restricciones en tiempo real	231	351	407	507	76,4	44,3
Energía total gestionada		9.886		10.973		11,0



Repercusión de los mercados de operación en el precio final (c€/kWh)



Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)



El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones fue 9,127 c€/kWh, un 4,6% menor que el del año anterior. El coste anual ascendió a 212,16 millones de euros, que en términos unitarios representa una repercusión de 0,116 c€/kWh sobre el precio final del mercado, valor inferior en un 0,9% al del año anterior.

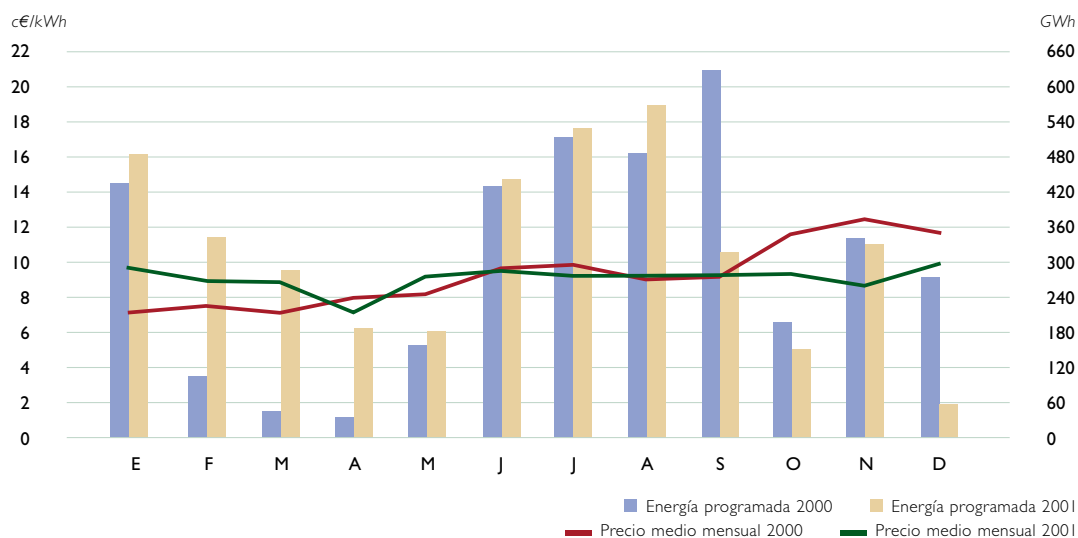
En los últimos cuatro meses del año se programó menos energía que en el mismo periodo del año

anterior debido a que parte de los grupos, normalmente acoplados por restricciones, fueron programados en el mercado diario a causa de la reducción del margen de cobertura.

6.2.2 Servicios complementarios

Los resultados de la aplicación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria durante el año 2001 han sido los siguientes:

Solución de restricciones técnicas (PBF). Energías y precios medios mensuales



Regulación secundaria

Este servicio se retribuye por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

- Banda de regulación

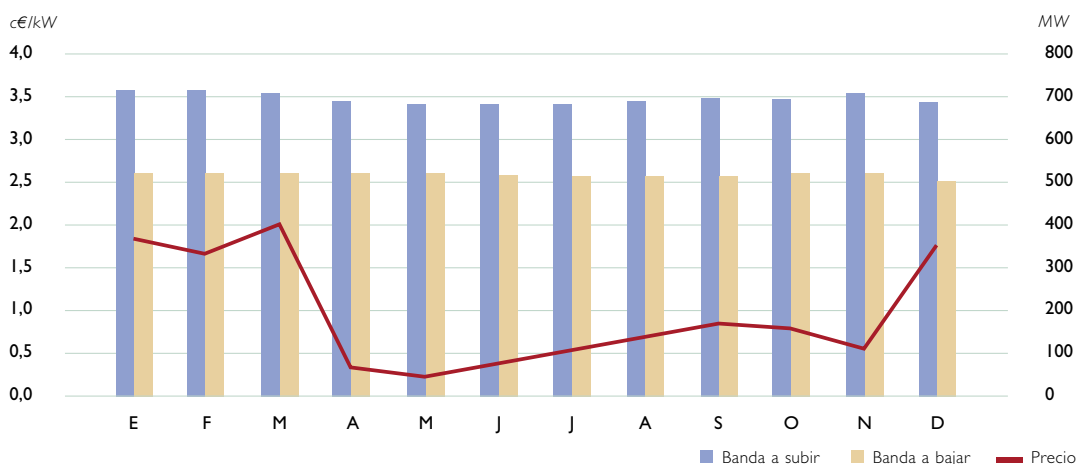
La banda media de regulación fue 1.207 MW, de la que un 57,4% fue a subir y el resto a bajar. El coste anual ascendió a 104,05 millones de euros suponiendo una repercusión unitaria 0,057 €/kWh sobre el precio del mercado, valor superior en un 77,8% al del año anterior.

El precio medio anual del mercado de banda de regulación secundaria fue 0,984 €/kW, un 78,6% mayor que en el año 2000.

- Energía de regulación secundaria

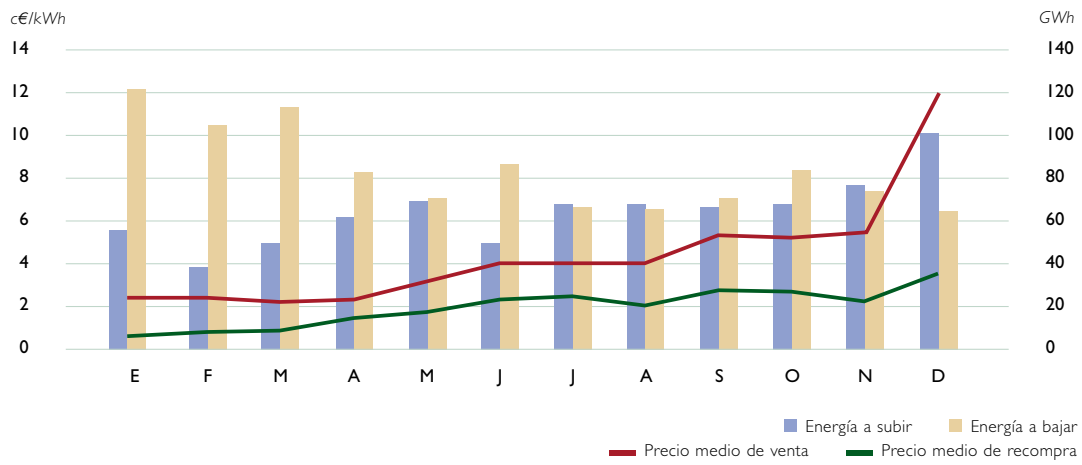
La energía de regulación secundaria a subir fue 769 GWh, con un precio medio de 4,800 €/kWh, un 19,7% mayor que en 2000, mientras que la energía a bajar fue 1.000 GWh, con un precio medio de recompra de 1,789 €/kWh, un 8,3% inferior al del año anterior.

Regulación secundaria. Banda y precios medios mensuales





Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales



Regulación terciaria

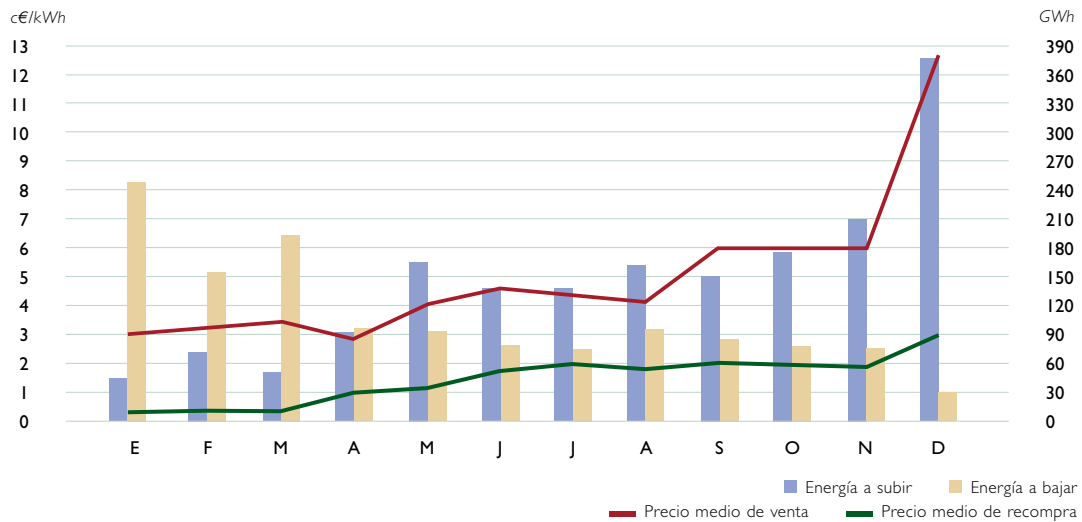
La energía de regulación terciaria a subir fue 1.743 GWh, con un precio medio de 6,465 c€/kWh, un 27,9% mayor que en 2000, mientras que la energía a bajar fue 1.276 GWh, con un precio medio de 1,146 c€/kWh, un 16,5% inferior al del año anterior. En este precio medio se incluye la energía programada por restricciones técnicas en tiempo real que se retribuye sobre las ofertas de energía de regulación terciaria.

Cabe destacar la gran cantidad de energía de regulación terciaria, y en consecuencia el elevado precio, que necesitó el sistema en el mes de diciembre debido a las altas demandas causadas por la ola de frío.

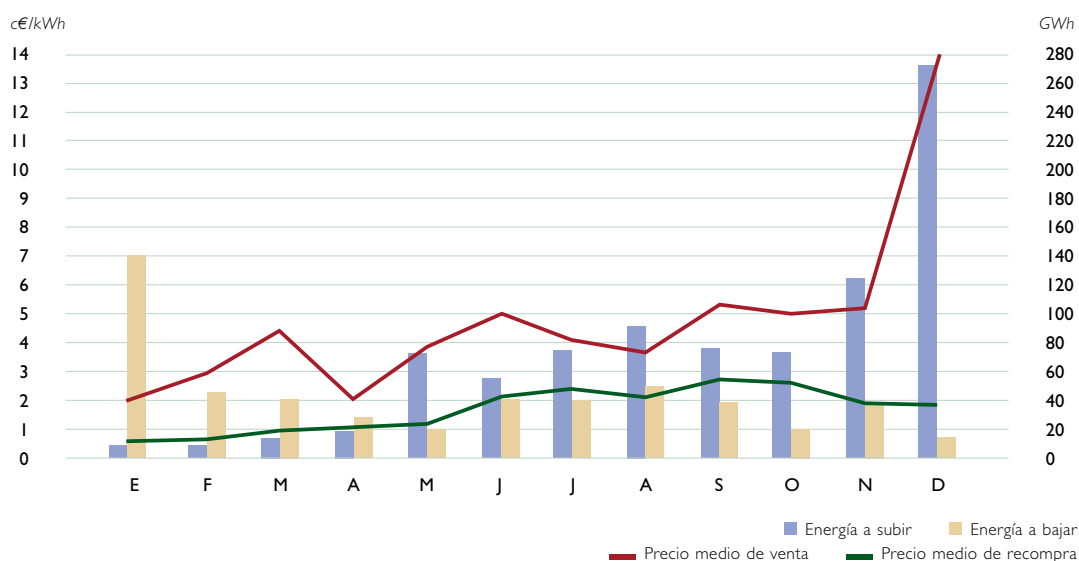
Control de tensión

En agosto de 2001 se realizó el control de los requisitos obligatorios establecidos en el Procedimiento de Operación del Sistema -7.4. El nivel de

Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales



Gestión de desvíos. Energías y precios medios mensuales



cumplimiento de dichas obligaciones se situó en un 92% en la actividad de producción y un 78% en la de distribución.

Por otra parte, en noviembre la Comisión Nacional de la Energía, una vez recogidos los comentarios de todos los participantes en el control de tensión de la red de transporte sobre una propuesta de RED ELÉCTRICA, elaboró el informe previo a la publicación, por parte del Ministerio de Economía, de los precios regulados y coeficientes definidos en el Procedimiento de Operación del Sistema -7.4.

6.2.3 Gestión de desvíos

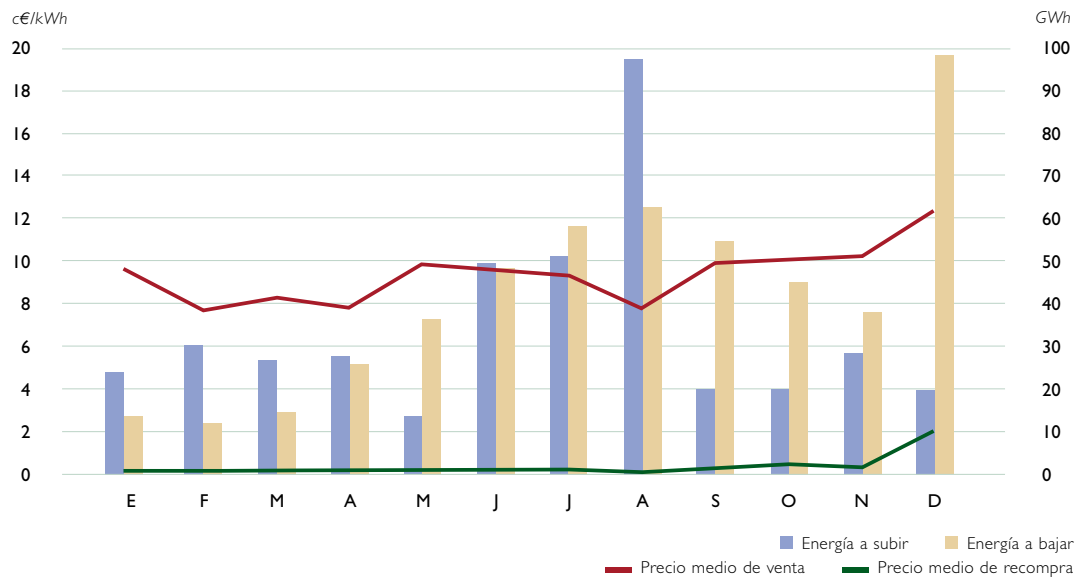
El mercado de gestión de desvíos siguió una tendencia paralela al mercado de regulación terciaria alcanzando un volumen de energía a subir de 889 GWh, con un precio medio de 7,340 c€/kWh, un 61,7% mayor que en 2000, mientras que la energía a bajar fue 501 GWh, con un precio medio de recompra de 1,404 c€/kWh, un 12,3% inferior al del año anterior:

6.2.4. Solución de restricciones técnicas en tiempo real

La solución de restricciones técnicas en tiempo real alcanzó un volumen de energía a subir de 407 GWh con un precio medio de venta de 8,731 c€/kWh, un 8,1% mayor que en el año 2000, mientras que la energía a bajar fue 507 GWh con un precio medio de recompra de 0,714 c€/kWh, un 56,6% mayor que en el año anterior:



Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales



Índice

- 56** Precio final en el mercado de producción
- 56** Costes en el mercado de producción
- 57** Demanda en el mercado de producción
- 57** Saldo anual de energía negociada en el mercado de producción
- 58** Demanda y precios medios en el mercado diario
- 58** Mercado diario. Demanda y precio medio diario
- 59** Energía y precios medios en el mercado intradiario
- 59** Solución de restricciones técnicas (PBF)
- 60** Solución de restricciones técnicas (PBF). Energía y precios mensuales
- 60** Regulación secundaria
- 61** Banda de regulación secundaria. Potencia y precios mensuales
- 61** Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001
- 62** Regulación terciaria
- 62** Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001
- 63** Regulación terciaria a subir. Energía y precios mensuales
- 63** Gestión de desvíos
- 64** Gestión de desvíos. Energías y precios medios mensuales 2000-2001
- 64** Restricciones en tiempo real
- 65** Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



Precio final en el mercado de producción

Precio (c€/kWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Δ% 2001/2000
Mercado diario	2,184	2,045	1,825	2,084	2,731	3,685	3,603	2,991	3,791	4,047	3,646	4,892	3,159	-0,7
Mercado intradiario	-0,003	-0,006	-0,005	-0,003	-0,006	-0,016	-0,015	-0,007	-0,012	0,001	0,000	-0,016	-0,007	22,7
Mercados de operación	0,366	0,322	0,314	0,140	0,133	0,199	0,219	0,310	0,187	0,146	0,198	0,412	0,249	41,8
Restricciones técnicas (PBF)	0,193	0,156	0,124	0,068	0,073	0,144	0,162	0,212	0,102	0,046	0,092	0,013	0,116	-0,9
Banda de regulación secundaria	0,101	0,097	0,123	0,022	0,014	0,025	0,034	0,042	0,048	0,045	0,031	0,088	0,057	77,8
Energía de operación	0,056	0,045	0,042	0,030	0,041	0,046	0,039	0,060	0,056	0,054	0,078	0,344	0,078	76,5
Otros	0,016	0,024	0,025	0,020	0,005	-0,016	-0,016	-0,004	-0,019	0,001	-0,003	-0,033	-0,001	-96,0
Garantía de potencia	0,454	0,459	0,454	0,460	0,466	0,464	0,461	0,458	0,455	0,458	0,462	0,458	0,459	-17,5
Precio Final 2001	3,000	2,820	2,588	2,681	3,324	4,332	4,268	3,751	4,421	4,652	4,306	5,746	3,859	-1,2
Precio Final 2000	4,020	4,202	4,472	3,894	3,185	3,509	3,634	3,457	4,603	4,617	4,371	2,931	3,907	

Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Costes en el mercado de producción

Coste (M€)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Δ% 2001/2000
Mercado diario	358,59	296,70	277,73	275,73	395,51	562,25	575,05	462,62	564,75	606,96	574,94	843,34	5.794,16	3,1
Mercado intradiario	-0,49	-0,87	-0,76	-0,40	-0,87	-2,44	-2,39	-1,08	-1,79	0,15	0,00	-2,76	-13,70	27,4
Mercados de operación	60,10	46,73	47,78	18,52	19,26	30,36	34,95	47,95	27,86	21,90	31,22	71,03	457,65	47,3
Restricciones técnicas (PBF)	31,68	22,58	18,87	9,00	10,57	21,97	25,86	32,79	15,20	6,90	14,51	2,24	212,16	2,9
Banda de regulación secundaria	16,58	14,13	18,72	2,91	2,03	3,81	5,43	6,50	7,15	6,75	4,89	15,17	104,05	84,5
Energía de operación	9,28	6,53	6,39	3,97	5,94	7,02	6,22	9,28	8,34	8,10	12,30	59,30	142,67	83,7
Otros	2,57	3,49	3,80	2,65	0,72	-2,44	-2,55	-0,62	-2,83	0,15	-0,47	-5,69	-1,23	-95,8
Garantía de potencia	74,50	66,62	69,08	60,86	67,49	70,80	73,58	70,84	67,78	68,69	72,85	78,96	842,04	-14,3
Total 2001	492,69	409,17	393,83	354,71	481,39	660,97	681,18	580,32	658,60	697,69	679,01	990,57	7.080,15	2,6
Total 2000	652,45	592,71	659,57	524,23	447,60	510,45	550,08	500,00	680,17	663,79	666,91	455,54	6.903,49	

Demanda en el mercado de producción (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	16.342	14.209	14.856	12.924	13.970	14.726	15.318	14.670	14.206	14.511	15.173	16.459	177.363
Mercado intradiario**	402	426	525	301	367	444	506	611	570	334	361	184	5.032
Mercados de operación	325	-127	-163	5	145	88	136	186	121	153	235	597	1.052
Demanda 2001*	16.419	14.508	15.218	13.231	14.482	15.258	15.960	15.467	14.897	14.998	15.769	17.239	183.446
Demanda 2000*	16.229	14.106	14.750	13.463	14.052	14.548	15.138	14.463	14.778	14.377	15.257	15.545	176.707

*Incluye bombeo **Energía neta demandada. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Saldo anual de energía negociada en el mercado de producción

Ventas	% sobre total		Adquisiciones	% sobre total	
	GWh			GWh	
Mercado Diario	177.363	96,7	Distribuidoras	115.713	63,1
Producción interior	170.963		Mercado Diario	115.595	
Importación	6.400		Mercados Intradiarios	118	
Francia*	5.990		Comercializadoras	58.932	32,1
Portugal	410		Mercado Diario	56.517	
Marruecos	0		Mercados Intradiarios	2.415	
Mercados Intradiarios	5.031	2,7	Consumidores Cualificados	0	0,0
Producción interior	4.568		Demanda bombeo	4.703	2,6
Importación	463		Exportación	3.610	2,0
Francia*	232		Portugal	1.075	
Portugal	224		Marruecos	1.450	
Marruecos	7		Andorra	258	
Mercados de operación	1.052	0,6	Francia*	827	
			Ajuste demanda	487	0,3
Total mercado	183.446	100,0	Total mercado	183.446	100,0

Fuente : OMEL y RED ELÉCTRICA

*La interconexión con Francia incluye los intercambios realizados con otros países europeos

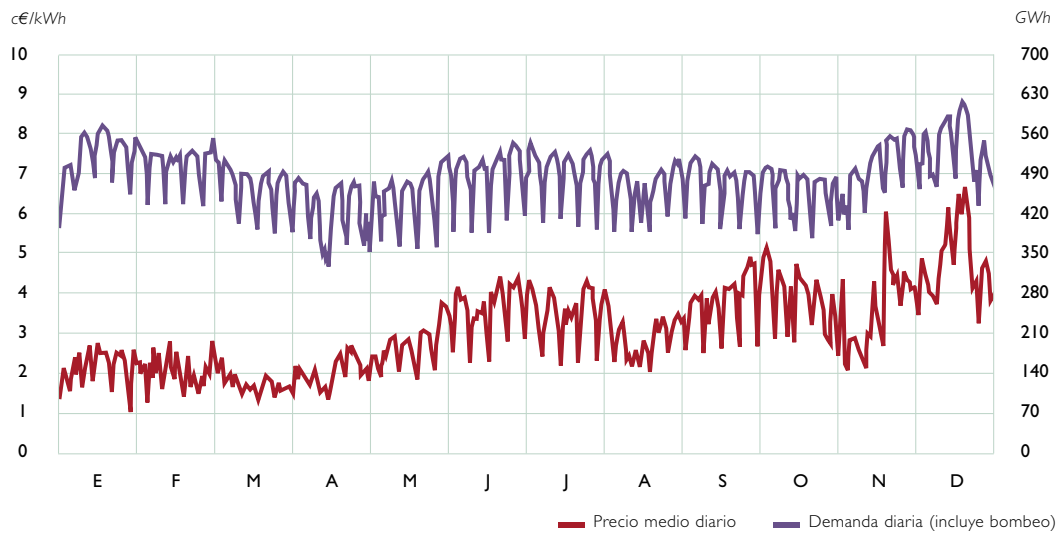


Demanda y precios medios en el mercado diario

	Demanda* GWh	Precio (c€/kWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	16.342	0,001	2,184	5,049
Febrero	14.209	0,000	2,045	5,522
Marzo	14.856	0,006	1,825	9,170
Abril	12.924	0,865	2,084	3,134
Mayo	13.970	1,328	2,731	4,737
Junio	14.726	1,687	3,685	5,566
Julio	15.318	1,687	3,603	5,566
Agosto	14.670	1,527	2,991	5,150
Septiembre	14.206	1,928	3,791	5,911
Octubre	14.511	2,035	4,047	6,784
Noviembre	15.173	1,568	3,646	10,638
Diciembre	16.459	1,528	4,892	11,325
Total	177.363	0,000	3,159	11,325

*Incluye bombeo. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Mercado diario. Demanda y precio medio diario



Energía y precios medios en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Precio (c€/kWh)		
	Volumen	Demanda*	Mín.horario**	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.255	402	0,001	1,957	4,869
Febrero	1.088	426	0,000	1,882	5,027
Marzo	1.515	525	0,000	1,743	6,783
Abril	864	301	0,002	1,946	3,281
Mayo	875	367	0,811	2,579	4,661
Junio	1.138	444	1,068	3,401	5,351
Julio	1.404	506	1,668	3,501	5,744
Agosto	1.616	611	1,120	3,129	5,183
Septiembre	1.451	570	1,513	3,694	6,086
Octubre	1.317	334	1,606	4,048	7,735
Noviembre	1.314	361	0,487	3,684	11,382
Diciembre	970	184	1,031	4,814	17,046
Total	14.808	5.032	0,000	3,048	17,046

*Incluye bombeo **Excepto horas en las que no hay casación. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

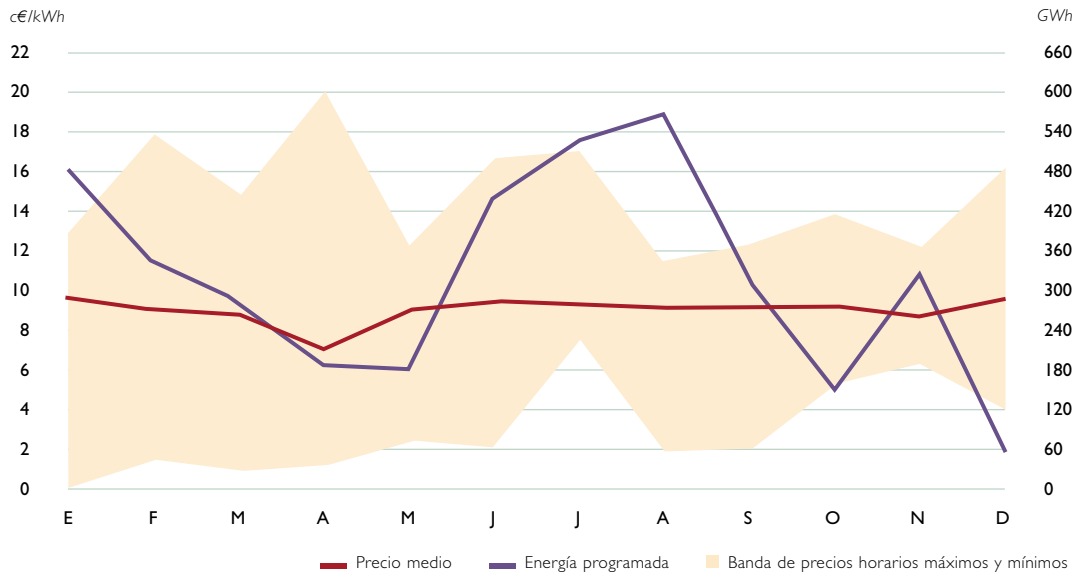
Solución de restricciones técnicas (PBF)

	Energía GWh	Precio (c€/kWh)	
		Medio mensual	Máximo horario
Enero	485	9,593	13,132
Febrero	344	9,089	18,007
Marzo	287	8,834	14,956
Abril	187	7,104	20,187
Mayo	183	9,023	12,434
Junio	444	9,490	16,660
Julio	530	9,315	7,122
Agosto	568	9,174	11,621
Septiembre	318	9,318	12,398
Octubre	151	9,297	13,913
Noviembre	331	8,710	12,294
Diciembre	54	9,724	16,408
Total	3.882	9,127	20,187

Fuente : OMEL (diciembre 2001)



Solución de restricciones técnicas (PBF). Energía y precios mensuales

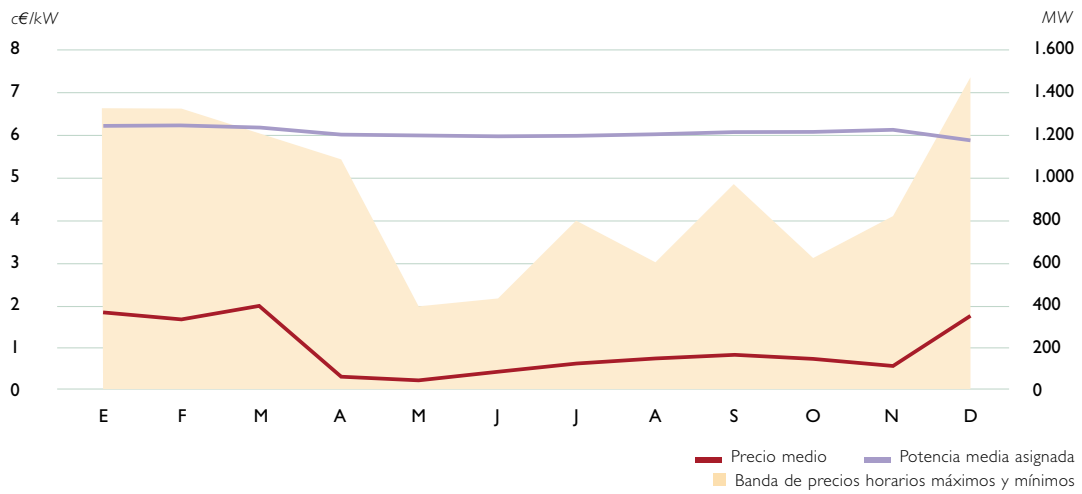


Regulación secundaria

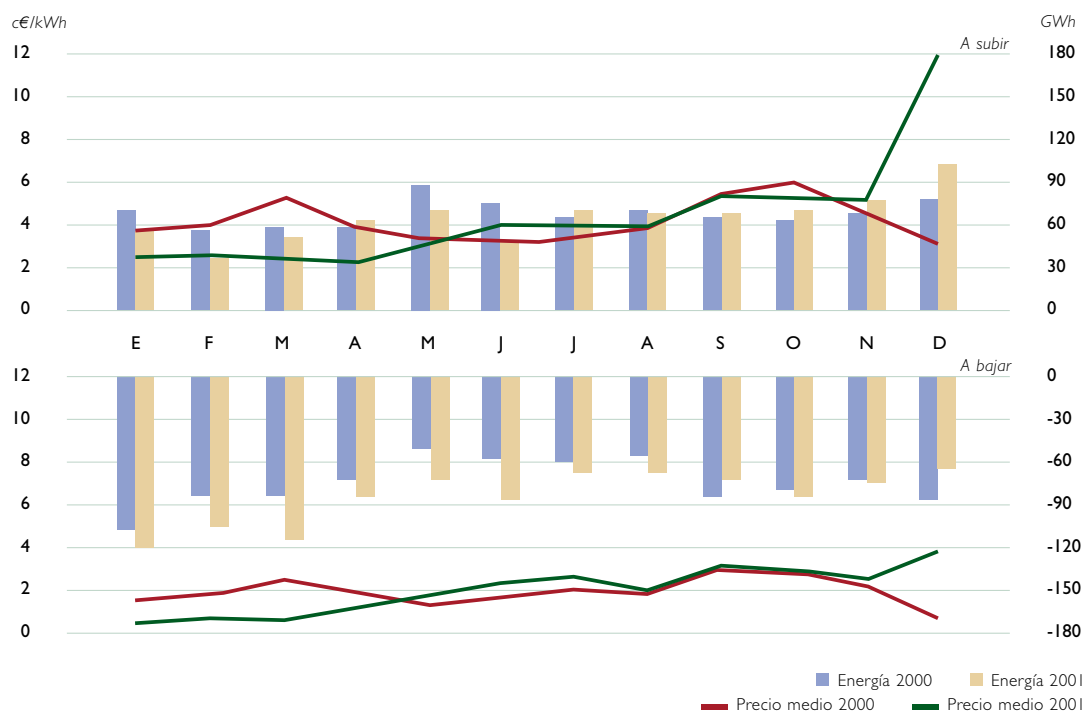
	Banda media			Energía							
				A subir			A bajar				
	Potencia (MW)		Precio (c€/kWh)	Energía	Precio (c€/kWh)		Energía	Precio (c€/kWh)			
A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	GWh	Medio*	Máx.	GWh	Medio**	Máx.	
Enero	714	520	1.234	1,812	6,605	55	2,424	10,818	121	0,485	4,808
Febrero	715	521	1.236	1,675	6,605	38	2,479	8,342	104	0,665	3,606
Marzo	709	518	1.226	2,023	6,020	49	2,268	11,900	113	0,646	4,243
Abril	684	517	1.201	0,323	5,463	62	2,340	4,369	82	1,192	3,001
Mayo	682	517	1.199	0,229	1,959	68	3,141	12,020	70	1,677	4,000
Junio	678	509	1.188	0,443	2,158	49	3,937	10,000	86	2,286	4,950
Julio	677	512	1.188	0,619	4,010	68	3,993	8,220	67	2,474	6,000
Agosto	686	514	1.200	0,742	2,996	67	3,871	9,870	65	2,125	5,100
Septiembre	689	513	1.202	0,830	4,862	67	5,068	15,003	70	2,954	5,600
Octubre	693	517	1.210	0,750	3,123	68	4,921	12,650	83	2,906	6,010
Noviembre	705	520	1.225	0,543	4,071	76	5,115	12,194	73	2,500	30,000
Diciembre	684	498	1.182	1,781	7,332	101	11,906	34,500	64	3,733	35,000
Total	693	515	1.207	0,984	7,332	769	4,800	34,500	1.000	1,789	35,000

*Precio medio de venta **Precio medio de recompra. Fuente : OMEL (diciembre 2001)

Banda de regulación secundaria. Potencia y precios mensuales



Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



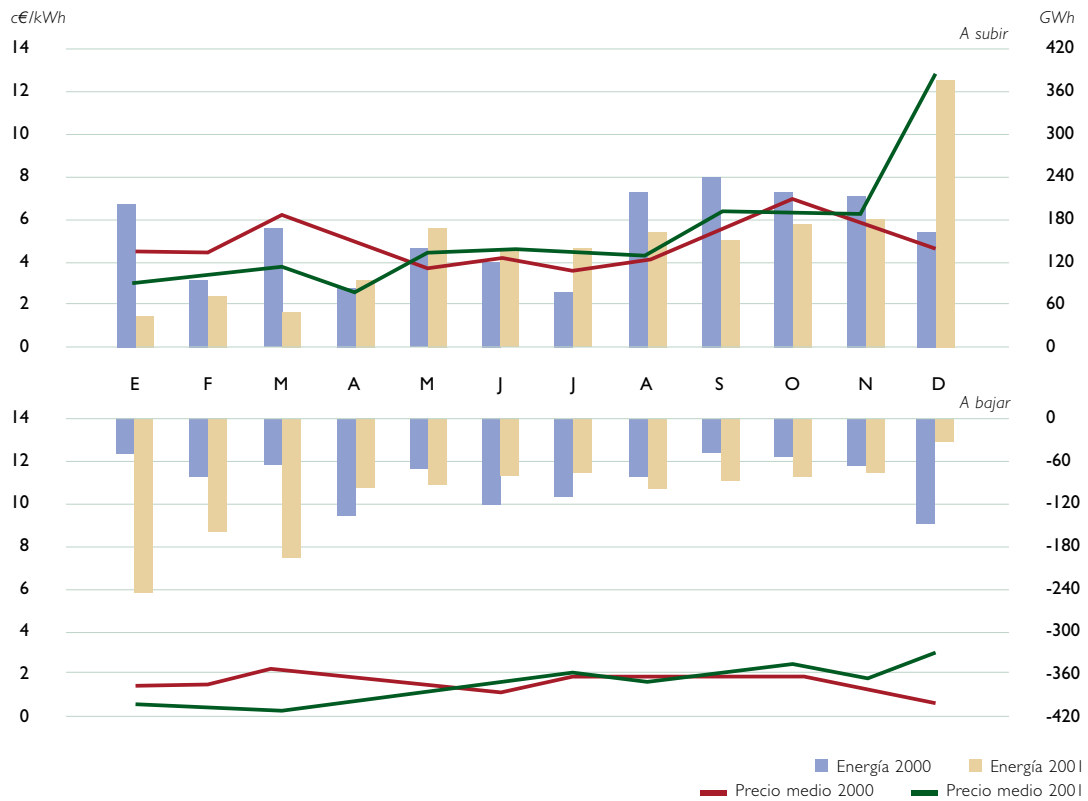


Regulación terciaria

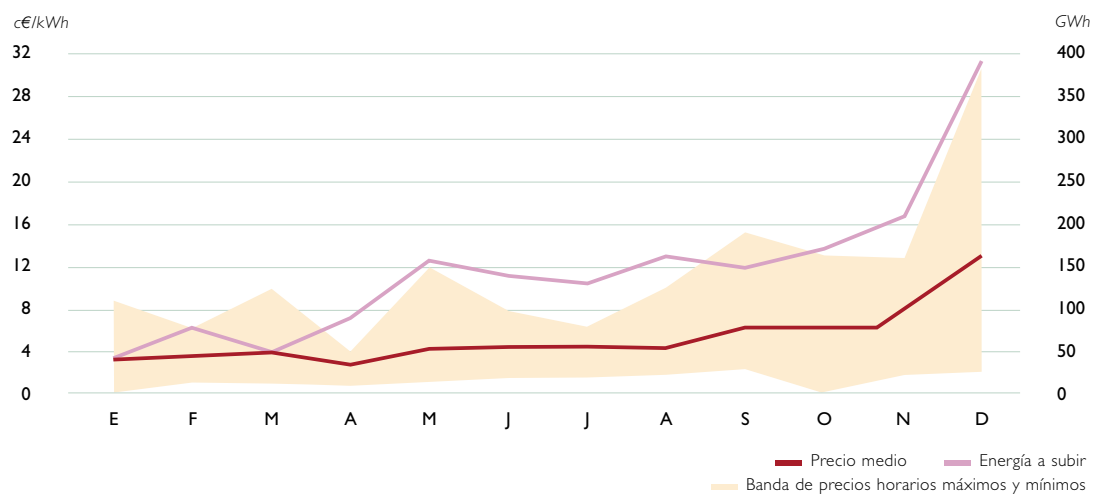
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio(c€/kWh)		Energía GWh	Precio(c€/kWh)	
		Medio*	Max.		Medio**	Max.
Enero	40	2,927	8,414	246	0,406	2,447
Febrero	68	3,299	5,830	154	0,461	3,622
Marzo	48	3,608	10,000	192	0,454	3,590
Abril	90	2,606	4,175	92	0,979	2,600
Mayo	163	4,158	12,020	89	1,271	3,054
Junio	136	4,484	7,508	76	1,703	4,627
Julio	130	4,322	6,000	72	1,929	4,601
Agosto	160	4,232	9,550	94	1,742	4,014
Septiembre	149	6,086	15,003	84	2,221	5,300
Octubre	173	6,077	12,650	77	2,120	5,320
Noviembre	210	6,129	12,500	74	1,900	5,901
Diciembre	376	12,622	29,755	26	2,949	9,404
Total	1.743	6,465	29,755	1.276	1,146	9,404

*Precio medio de venta
 **Precio medio de recompra
 Fuente: OMEL (diciembre 20001)

Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



Regulación terciaria a subir. Energía y precios mensuales



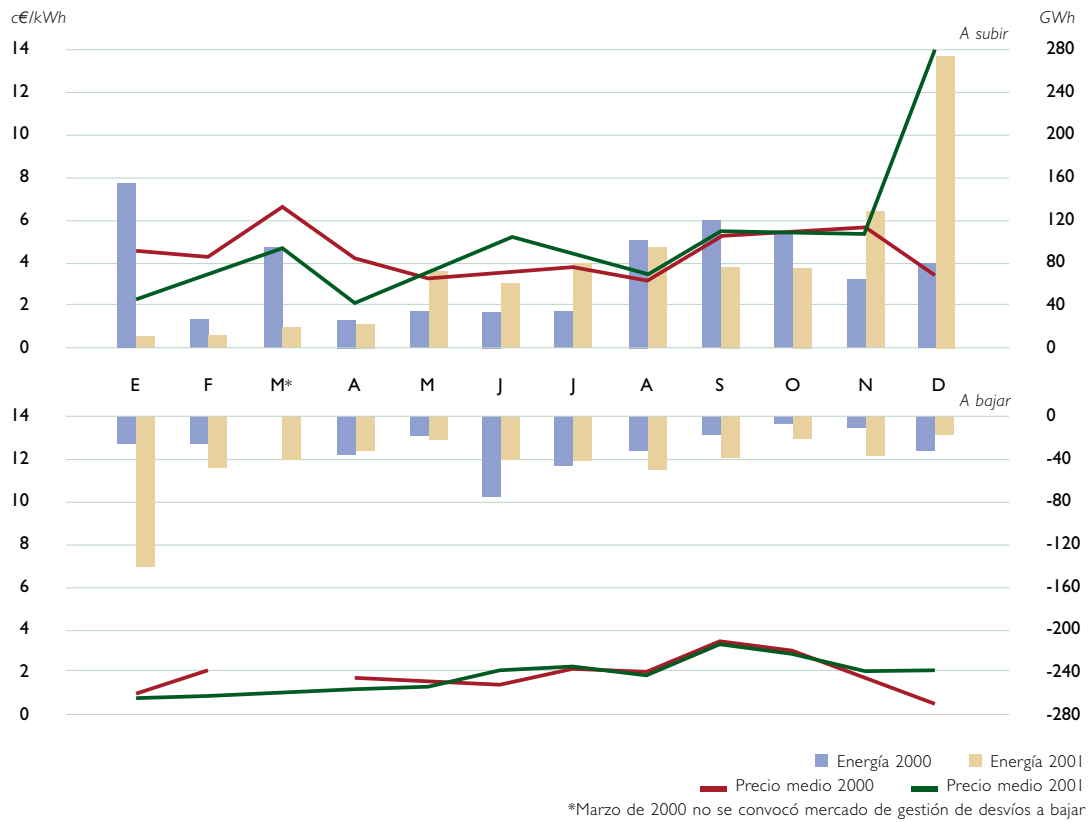
Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio(c€/kWh)		Energía GWh	Precio(c€/kWh)	
		Medio*	Max.		Medio**	Max.
Enero	8	2,154	4,039	139	0,568	2,044
Febrero	9	2,877	4,262	44	0,586	1,923
Marzo	13	4,390	9,004	40	0,890	3,600
Abril	21	2,025	3,200	28	0,979	1,800
Mayo	71	3,786	6,163	17	1,118	2,750
Junio	55	4,949	13,000	41	2,075	4,735
Julio	75	4,051	5,929	39	2,360	4,516
Agosto	91	3,565	5,900	49	2,023	3,600
Septiembre	76	5,258	14,468	37	2,719	4,600
Octubre	73	4,990	15,000	20	2,592	5,012
Noviembre	124	5,166	16,000	35	1,869	3,430
Diciembre	273	13,931	36,000	13	1,828	3,000
Total	889	7,340	36,000	501	1,404	5,012

*Precio medio de venta
 **Precio medio de recompra
 Fuente: OMEL (diciembre 20001)



Gestión de desvíos. Energías y precios medios mensuales 2000-2001

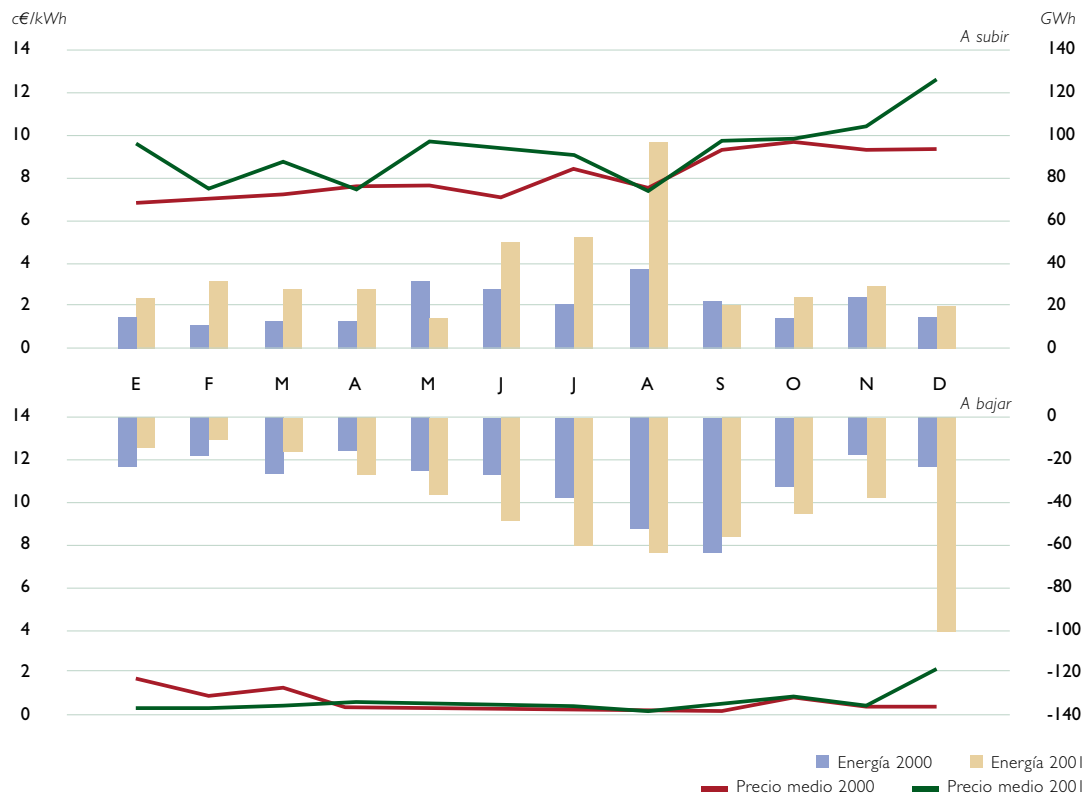


Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio(c€/kWh)		Energía GWh	Precio(c€/kWh)	
		Medio*	Max.		Medio**	Max.
Enero	23	9,404	20,431	13	0,220	2,559
Febrero	30	7,586	17,942	12	0,143	1,842
Marzo	26	8,458	21,588	14	0,261	1,803
Abril	27	7,559	18,745	26	0,286	2,488
Mayo	13	9,451	34,626	36	0,347	2,862
Junio	49	8,976	18,000	48	0,303	4,196
Julio	51	8,737	16,027	60	0,386	4,731
Agosto	97	7,409	25,364	63	0,168	2,635
Septiembre	20	9,721	75,324	55	0,484	4,960
Octubre	23	9,835	18,020	45	0,801	5,760
Noviembre	28	10,380	21,576	37	0,568	4,894
Diciembre	19	12,558	30,835	99	2,052	9,494
Total	407	8,731	75,324	507	0,714	9,494

*Precio medio de venta
 **Precio medio de recompra
 Fuente: OMEL (diciembre 2001)

Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales 2000-2001



Glosario de Términos

Agentes externos: productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

Banda de regulación: es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

Capacidad de intercambio comercial: es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Capacidad térmica de la línea: máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales (temperatura, viento e insolación).

Comercializadores: son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o

distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema. Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir de 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

Consumidores cualificados: son aquellos que son suministrados en alta tensión (1 kV). A partir del 1 de enero del año 2003 tendrán la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

Consumos en bombeo: energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Consumos en generación: energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Contratos bilaterales: contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualifi-



cado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

Control de tensión: servicio complementario que 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 efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Demanda b.c. (barras de central): energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Desvíos de regulación: son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

Energías renovables: son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la mini-hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

Energías no renovables: aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Garantía de potencia: es una retribución que tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

Generación con bombeo en ciclo cerrado: producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda 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.

Intercambios de apoyo: son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos: comprenden todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados: son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos consecuencia del conjunto de

transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Mercado de producción: es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercado diario e intradiario y los mercados de operación.

Mercado diario: es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario: tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercados de operación: tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA, como responsable de la operación del sistema.

Potencia instalada: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Producción b.a. (bornes de alternador): producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

Producción b.c. (barras de central): energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

Producibile hidráulico: cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF): es el resultado de agregar al programa base de casación (programa resultante del mercado diario), la energía adquirida por los distribuidores al régimen especial y los contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

Red de Transporte: conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

Régimen especial: instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía pro-



ducida por todas las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre y al Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

Régimen ordinario: instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50MW que pertenecen al régimen especial.

Regulación secundaria: servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria.

Regulación terciaria: servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Reservas hidroeléctricas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se

realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen **anual** son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen **hiperanal**, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

Restricciones en tiempo real: se derivan de situaciones de alerta debidas a indisponibilidades del equipo generador, de la red de transporte o a demandas diferentes de las supuestas en el análisis de seguridad que se efectúa sobre el PBF.

Restricciones técnicas PBF: con posterioridad al Programa Base de funcionamiento, se analizan los programas de producción de los grupos (unidades físicas) y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar que estos programas son compatibles con que el suministro de energía eléctrica se realiza con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y, en su caso, se resuelven las restricciones técnicas. En caso de que se identifiquen restricciones técnicas, éstas se resuelven modificando (redespachando) los programas de producción, dando lugar a un programa técnicamente viable.

Servicios complementarios: servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

Tasa de disponibilidad de la red de transporte: indica el porcentaje de tiempo medio en que cada elemento de la red de transporte ha estado

disponible para el servicio, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

TIM (Tiempo de interrupción medio): tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema peninsular:

TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en los centros de transformación en media tensión.