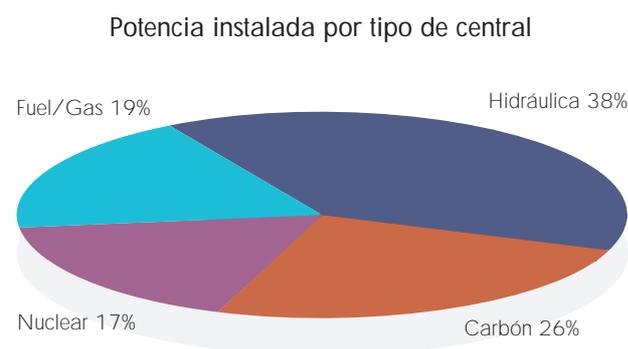


2. Cobertura de la demanda de potencia en el sistema eléctrico peninsular	31
2.1.1 Balance de potencia instalada (MW). Sistema eléctrico peninsular	35
2.2.1 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima en 1997 (16 de diciembre, de 18 a 19 horas)	35
2.2.2 Cobertura de las potencias horarias máximas semanales en 1997	36
2.2.3 Curva monótona de carga en 1997	36
2.2.4 Plan anual de mantenimiento del equipo térmico	37
2.3.1 Potencia máxima no suministrada por aplicación de interrumpibilidad. Campaña 96 - 97	38
2.3.2 Potencia ofertada y abonados integrados en el sistema de interrumpibilidad. Campaña 96 - 97	38
2.3.3 Potencia ofertada en punta y llano por sectores de actividad (MW). Campaña 96 - 97 ...	38

2.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular

La potencia instalada en centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos, a 31 de diciembre de 1997, era de 43.551 MW, lo que supone un incremento de 692 MW respecto a 1996.



En agosto de 1997 entró en funcionamiento la central de Litoral 2 propiedad de ENDESA, con potencia nominal de 550 MW, quemando carbón importado.

Al alta anterior hay que añadir 159 MW de incremento de potencia correspondientes a los grupos 1 y 2 de las centrales nucleares de Ascó y Almaraz.

Durante 1997 se ha procedido a dar de baja a las centrales hidráulicas de Baños, Biescas I y

Altas y bajas en el equipo generador			
Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Altas:			
Almaraz I (1)	Nuclear	05/97	43,5
Almaraz II (1)	Nuclear	11/97	53,0
Ascó I (1)	Nuclear	08/97	26,0
Ascó II (1)	Nuclear	01/97	36,0
Litoral 2	Carbón imp.	08/97	550,0
Bajas:			
Baños (2)	Hidráulica	11/97	6,9
Biescas I (2)	Hidráulica	11/97	3,0
Sallent-Escarra (2)	Hidráulica	11/97	7,1

(1) Ampliación de potencia
(2) Pertenecientes a EASA

Sallent-Escarra, propiedad de EASA, con una potencia conjunta de 17 MW.

Las empresas eléctricas han continuado con la política de transformación de las centrales de fuel a gas, mediante el cambio de quemadores. De esta forma han pasado a ser bicombustibles las centrales de Santurce 1 y Algeciras 2 con 910 MW, sin que ello haya supuesto un aumento de la potencia instalada.

2.2 Funcionamiento del equipo generador

Durante 1997 no se produjeron incidencias significativas en el funcionamiento del equipo generador.

Sin embargo, es importante mencionar que la explotación del sistema, ha estado condicionada por la necesaria adaptación del sector a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, cuyas principales líneas de actuación habían sido ya plasmadas en el Protocolo firmado entre las empresas eléctricas y la Administración el 11 de diciembre de 1996.

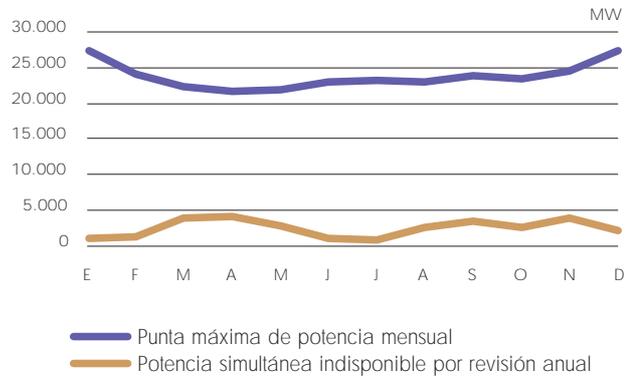
Consecuencia de lo anterior, las directrices de política energética, emanadas del Ministerio de Industria y Energía, por las que se ha regido la explotación, y muy especialmente las relativas al carbón nacional y gas natural, así como las especiales características hidrológicas del año 1997 han determinado el uso de los diferentes recursos de generación, cuyo resultado ha sido una intensa utilización de las centrales de carbón nacional y un consumo de gas natural muy superior al que venía siendo habitual en el sistema.

Este último hecho ha estado condicionado por la puesta en servicio del gaseoducto que enlaza la Península Ibérica con los yacimientos de gas natural argelinos.

2

Los programas de mantenimiento y revisión de las centrales térmicas convencionales se realizaron con el objeto de garantizar unos índices eficaces y homogéneos de la cobertura de potencia, tratando a su vez de optimizar el coste final del kWh de acuerdo con las restricciones de política energética. La relación mínima entre la potencia simultánea en revisión anual y la punta máxima de potencia se produce, al igual que en años anteriores, en los meses de invierno.

Potencia en revisión anual en horas de máxima demanda



Situación de las centrales termoeléctricas peninsulares

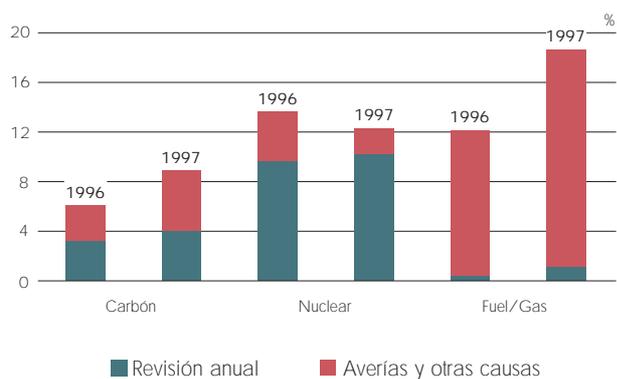


En 1997 se siguió aplicando el sistema de despacho de la generación establecido el 25 de mayo de 1993, que contempla la programación en rampa de los grupos térmicos y los subsistemas hidráulicos peninsulares. La programación en rampa permite un seguimiento más ajustado de la demanda, con variaciones más suaves de carga en los grupos.

La evolución de los recursos empleados para satisfacer las demandas máximas semanales se aprecia en el gráfico 2.2.2. Para los valores máximos semanales de producción horaria se representa la contribución de la producción térmica e hidráulica. La potencia disponible en centrales nucleares y de carbón indica la capacidad instalada en las mismas que está libre de mantenimiento en cada periodo y de indisponibilidad por avería.

El gráfico citado proporciona una visión aproximada de la necesidad de acoplar centrales de fuel, en contra de los objetivos de minimizar los costes variables.

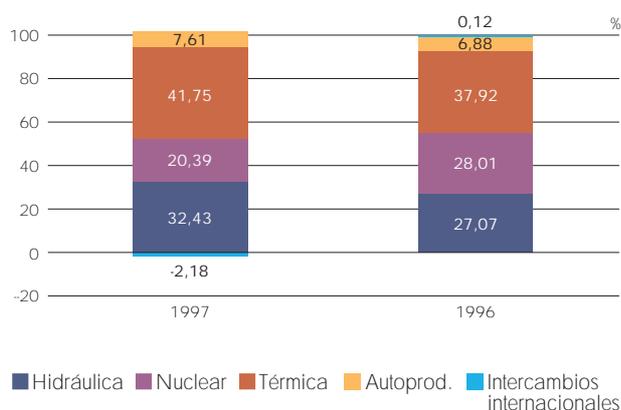
Indisponibilidad de centrales térmicas



En aquellas semanas en las que la potencia disponible nuclear y de carbón es inferior a la cobertura térmica teórica, es preciso recurrir a la producción con centrales de fuel, o bien a las importaciones de energía. Independientemente de estas circunstancias, en algunas ocasiones ha sido necesario recurrir al acoplamiento de este tipo de grupos por situaciones especiales de seguridad de la cobertura.

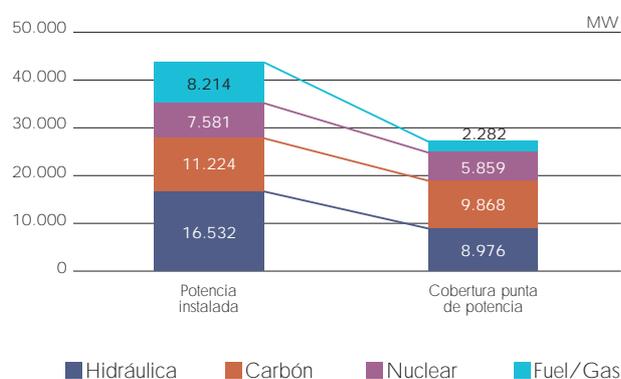
La disponibilidad del parque térmico se ha mantenido en niveles altos, aunque se ha visto afectada por el cambio de los quemadores en Santurce 1 y Algeciras 2, la indisponibilidad del grupo 3 de San Adrian, durante todo el año, así como por la entrada en explotación de Litoral 2.

Cobertura de la máxima demanda de potencia



La máxima demanda de potencia se cubrió con una producción neta del equipo generador, propiedad de los subsistemas eléctricos, de 25.882 MW y un saldo exterior de 1.487 MW (auto-producción más intercambios internacionales). Es importante destacar que en la hora de máxima demanda, el saldo de los intercambios internacionales era exportador en 596 MW.

Relación punta-potencia instalada



La flexibilidad que proporciona el equipamiento actual continúa permitiendo una cobertura sufi-

ciente de las demandas máximas, si bien la relación entre la máxima demanda horaria y la potencia instalada en las centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos ha aumentado respecto al año anterior alcanzando en 1997 el 62,8%.

2.3 Sistema de interrumpibilidad

El objetivo del sistema de interrumpibilidad es facilitar la modulación de la curva de carga mediante la disminución de las puntas extremas de demanda, facilitándose así la explotación del sistema general y evitando al mismo tiempo inversiones adicionales en nuevos equipos para cubrir dichas puntas.

Los clientes acogidos al sistema de interrumpibilidad se comprometen a poner a disposición del sistema eléctrico parte de la potencia demandada a cambio de la reducción de su facturación.

En los cuadros adjuntos al presente capítulo se recogen los datos sobre la potencia acogida a interrumpibilidad, abonados integrados al sistema y distribución sectorial de la potencia integrada.

Cuadro 2.1.1
Balance de potencia instalada (MW)
Sistema eléctrico peninsular

Tipo de central	Instalada 31.12.97	% s/total	Participación en generación %
Hidráulica convencional y mixta (1)	13.862		
Bombeo puro	2.670		
Total hidráulica	16.532	38,0	21,1
Nuclear	7.581	17,4	35,1
Hulla + antracita	5.960		
Lignito pardo	1.950		
Lignito negro	1.450		
Carbón importado	1.864		
Total carbón	11.224	25,8	39,5
Fuel/gas (2)	8.214	18,9	4,3
Total potencia	43.551	100,0	100,0

(1) Incluye EASA.

(2) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 2.2.1
Cobertura de la demanda de potencia media horaria
para la punta máxima en 1997
(16 de diciembre, de 18 a 19 horas)

	MW	%
Total hidráulica	8.976	33,3
Hidráulica	8.280	30,7
Bombeo	696	2,6
Total térmica	18.009	66,7
Carbón	9.868	36,6
Gas natural	2.034	7,5
Fuel	248	0,9
Nuclear	5.859	21,7
Total producción b.a.	26.985	100,0
Total consumos propios	1.103	
Térmica	1.003	
Hidráulica	99	
Bombeo	1	
Total producción b.c.	25.882	
Saldo internacional	-596	
Andorra	0	
E.D.F.	-576	
E.D.P.	-20	
Autoproducción	2.083	
Demanda b.c.	27.369	

Gráfico 2.2.2
Cobertura de las potencias horarias máximas semanales en 1997

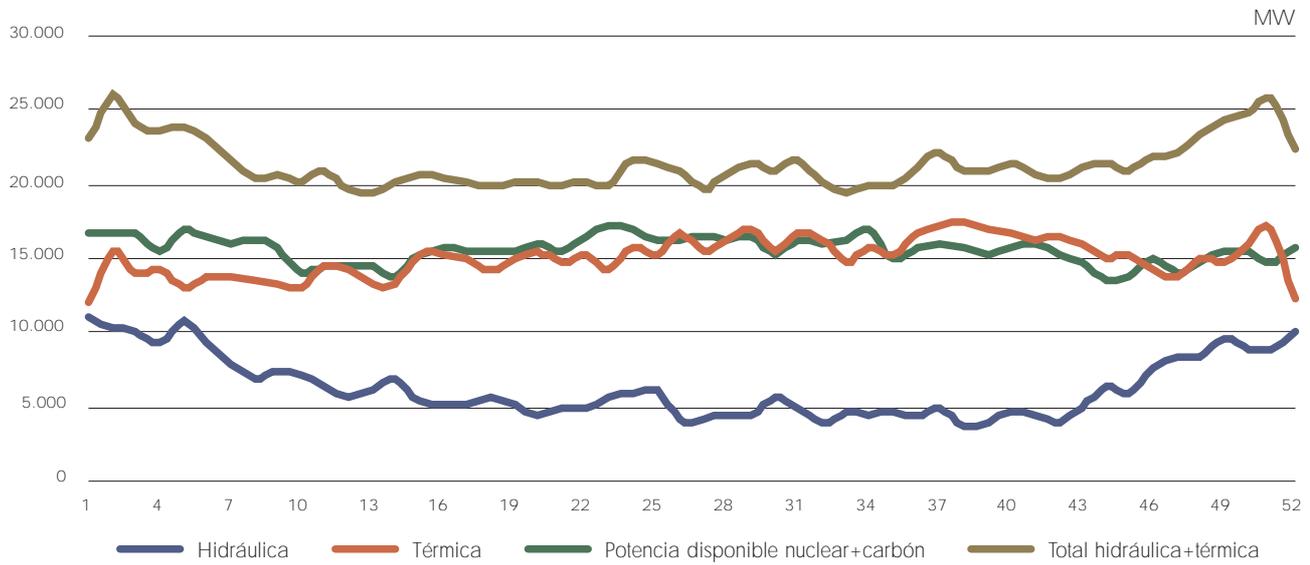
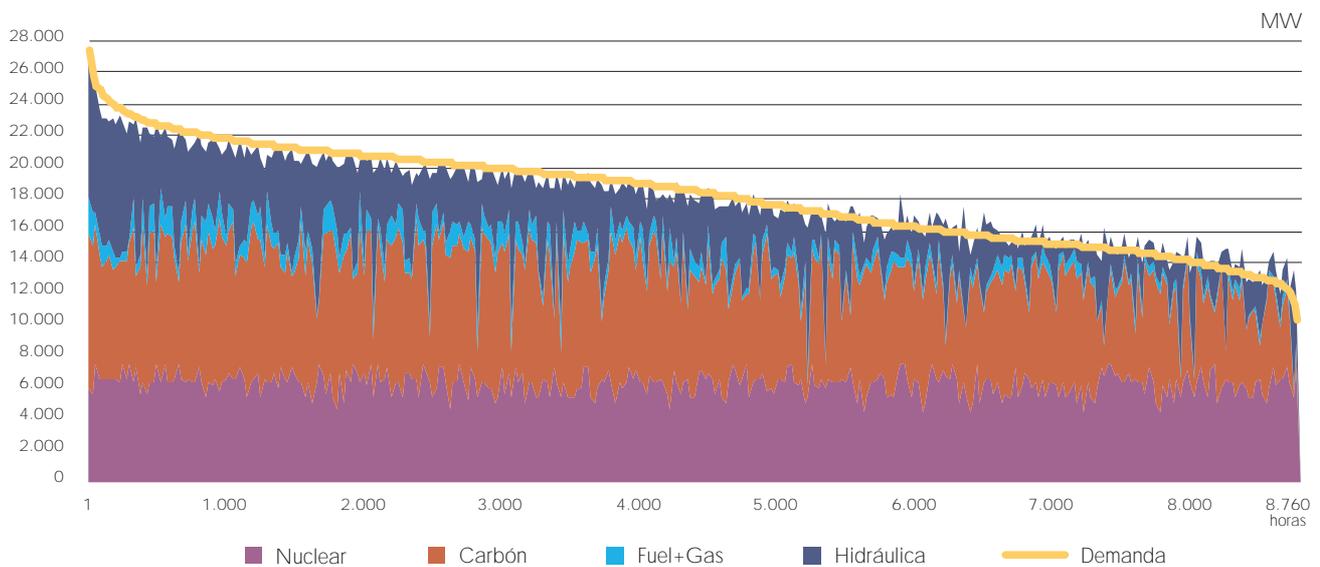


Gráfico 2.2.3
Curva monótona de carga en 1997



Cuadro 2.2.4
Plan anual de mantenimiento del equipo térmico

Grupos	MW	Plan anual de revisión											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
JOSE CABRERA	160	29				17							
ASCO (G. 1)	973		1		6								
ALMARAZ (G. 2)	930		1			8							
S. M. GAROÑA	460			16		19							
VANDELLOS II	1.009								25		25		
COFRENTES	990									21		28	
TRILLO I	1.066										12		9
ALMARAZ (G. 1)	974											3	20
NUCLEAR (1)		160	160	2.523	2.523	1.090	0	0	1.009	1.999	2.056	2.040	974
NUCLEAR (2)		11,5	107,5	7.111,5	1.134,7	243,8	0,0	0,0	169,5	843,0	1.177,0	884,8	467,5
P.G.R. (G. 1)	350	1	5										
TERUEL (G. 2)	350	3		16									
P.G.R. (G. 4)	350	10		9									
SOTO (G. 2)	254		1		8								
LADA IV	350				20		25						
ABOÑO (G. 1)	360				28		29						
ESCATRON	80				5		21						
LA ROBLA (G. 2)	350								25		4		
LITORAL (G. 2)	550											27	27
LITORAL (G. 1)	550											3	28
COMPOSTILLA (G. 4)	350											3	3
MEIRAMA	550											17	31
P.G.R. (G. 2)	350											1	13
CARBON (1)		350	700	954	973	710	790	80	80	305	550	2.000	1.250
CARBON (2)		42,0	378,0	399,0	167,1	512,4	57,6	40,3	58,8	33,6	66,0	1.119,6	543,6
ALGECIRAS (G. 2)	533	1					20						
BESOS (G. 2)	300				1		19						
SANTURCE (G. 1)	377					19							
GICC-PL	320							14					
FOIX	520								18				15
FUEL / GAS (1)		533	533	533	833	910	910	697	1.217	1.217	0	0	0
FUEL / GAS (2)		396,6	358,2	396,6	520,6	514,2	527,3	418,7	693,3	363,5	0,0	0,0	0,0
TERMICA (1)		883	1.393	3.660	3.610	2.413	990	777	2.576	2.576	2.606	3.490	2.224
TERMICA (2)		450,1	843,7	2.507,0	1.822,3	1.270,4	584,9	459,0	921,6	1.240,1	1.243,0	2.004,4	1.011,1

(1) Máxima potencia simultánea en revisión anual (MW)
(2) Energía no producible por revisión anual (GWh)

Cuadro 2.3.1
Potencia máxima no suministrada por aplicación de interrumpibilidad
Campaña 96 - 97

Fecha de aplicación	Tipo aplicado				Máximo período simultáneo de interrupción
	A MW	B MW	C MW	D MW	
2 de enero de 1997	--	--	85	--	180 minutos
7 de enero de 1997	--	--	40	--	180 minutos
Total campaña	--	--	125	--	--

Se define la campaña a efectos del régimen de interrumpibilidad como el período comprendido entre el día 1 de noviembre de cada año y el 31 de octubre del año siguiente.

Cuadro 2.3.2
Potencia ofertada y abonados integrados en el sistema de interrumpibilidad
Campaña 96 - 97

Tipo	Potencia ofertada (MW)		Duración máxima	Tiempo de preaviso	Número de abonados
	Valle	Punta y Llano			
Tipo A	5.035	2.591	12 h	16 h	281
Tipo B	5.040	2.596	6 h	6 h	280
Tipo C	5.041	2.590	3 h	1 h	278
Tipo D	4.825	2.392	45 min.	5 min.	242

Cuadro 2.3.3
Potencia ofertada en punta y llano por sectores de actividad (MW)
Campaña 96 - 97

Sector	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Químico	509	505	497	442
Metalurgia	647	653	663	685
Cemento	219	221	221	216
Papel y transformados de la madera	233	233	234	190
Siderurgia no integral	440	440	440	430
Siderurgia integral	165	165	149	133
Automoción	120	120	118	81
Minería y transformados	111	112	112	92
Ferroaleaciones	14	14	14	14
Servicios, textil y otros	133	133	142	109
Total	2.591	2.596	2.590	2.392