

LA DEMANDA DE CARBON Y
FUEL-OIL TERMICOS

M^a Fe García Camacho
Miguel Jerez
Carlos Sebastián
Documento 87-17

INDICE

1. INTRODUCCION	1
2. RANGO DE LAS PERTURBACIONES	4
3. RESULTADOS	8
4. ESTIMACION DE ECUACIONES DE DEMANDA	19
APENDICE	21

LA DEMANDA DE CARBON Y FUEL-OIL TERMICOS

1. Introducción

En esta nota se presentan los resultados de unos ejercicios cuyo objetivo ha sido tratar de calibrar la sensibilidad de la demanda de carbón y fuel-oil por parte del sistema eléctrico español a las variaciones de una serie de parámetros.

La estimación se hace a partir del modelo de optimización de la producción del sistema eléctrico diseñado por Esinec (1987) (ver Apéndice) dentro del estudio sobre "Determinación de los Precios Energéticos". La evolución de los consumos de esos dos inputs térmicos se calcula obteniendo la solución del mencionado modelo de optimización para distintos valores de: a) los precios de los inputs, b) la demanda de energía eléctrica que el sistema tiene que abastecer y c) factores como la hidraulicidad media.

Es decir, el procedimiento seguido es el de "perturbar" una solución óptima de referencia respecto a los parámetros mencionados: energía eléctrica demandada, precio medio del carbón térmico (hulla y antracita), precio del fuel-oil térmico, precio de los lignitos e hidraulicidad.

Las soluciones nos indican como el sistema eléctrico iría variando el consumo de los distintos combustibles al variar la demanda de energía eléctrica que tiene que suministrar y al variar los precios de los combustibles. Esta información

puede ser presentada ajustando relaciones lineal-logarítmicas al conjunto de soluciones obtenidas para cada uno de los combustibles. Esta forma de presentación concreta de las soluciones nos permite hablar, por aproximación, de elasticidades de demanda.

NOTACION

FU: Fuel	PFU: Precio Fuel
FC: Fuel Caro	PFC: Precio Fuel Caro
CT: Carbones Termicos	PCT: Precio Carbones Termicos
LP: Lignito Pardo	PLP: Precio Lignito Pardo
UE: Urea Enriquecida	PUE: Precio Urea Enriquecida
UR: Urea	PUR: Precio Urea
LN: Lignito	PLN: Precio Lignito

2. Rango de las perturbaciones

A partir de los datos para 1985 se generan perturbaciones de los datos de cada uno de los parámetros mencionados. El rango de esas perturbaciones es:

- Demanda de electricidad: 90% - 129%
- Hidraulicidad: 69% - 134%
- Precios de los combustibles: 90% - 110%

En las tablas adjuntas se precisan los rangos de las perturbaciones para cada uno de los parámetros.

PERTURBACION DE LA DEMANDA

Año:1985

Pert. %	Demanda (GWh)	Valle 72,17%	Llano 20,90%	Punta 6,93%
129%	138.676	100.082	28.983	9.610
127%	135.957	98.120	28.415	9.422
124%	133.291	96.196	27.858	9.237
122%	130.677	94.310	27.312	9.056
120%	128.115	92.461	26.776	8.878
117%	125.603	90.648	26.251	8.704
115%	123.140	88.870	25.736	8.534
113%	120.726	87.128	25.232	8.366
110%	118.359	85.419	24.737	8.202
108%	116.038	83.744	24.252	8.041
106%	113.763	82.102	23.776	7.884
104%	111.532	80.493	23.310	7.729
102%	109.345	78.914	22.853	7.578
100%	107.201	77.367	22.405	7.429
98%	105.057	75.820	21.957	7.280
96%	102.956	74.303	21.518	7.135
94%	100.897	72.817	21.087	6.992
92%	98.879	71.361	20.666	6.852
90%	96.901	69.934	20.252	6.715

PERTURBACION DE LA HIDRAULICIDAD

AÑO:1985

Pert. %	Energía Embalsada (GWh)	Energía Fluyente (GWh)
134%	41.692	10.423
126%	39.332	9.833
119%	37.106	9.277
112%	35.006	8.751
106%	33.024	8.256
100%	31.155	7.789
94%	29.286	7.321
88%	27.529	6.882
83%	25.877	6.469
78%	24.324	6.081
73%	22.865	5.716
69%	21.493	5.373

PERTURBACION DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

AÑO:1985

PERT. %	PFU	PCT	PLG	PLP
90%	14,12	6,51	4,90	2,09
92%	14,41	6,64	5,00	2,13
94%	14,70	6,78	5,10	2,17
96%	15,00	6,91	5,21	2,22
98%	15,31	7,06	5,31	2,26
100%	15,62	7,20	5,42	2,31
102%	15,93	7,34	5,53	2,36
104%	16,25	7,49	5,64	2,40
106%	16,58	7,64	5,75	2,45
108%	16,91	7,79	5,87	2,50
110%	17,25	7,95	5,98	2,55

3. Resultados

Los resultados obtenidos se presentan en los cuadros y gráficos que siguen. En ellos se reflejan la variación del consumo de cada uno de los combustibles ante variaciones -por separado- de cada uno de los parámetros.

Las soluciones del modelo se han obtenido sin imponer restricciones subóptimas. Es decir, representan la solución que minimiza los costes variables del sistema, dada la potencia instalada disponible -en volumen y en tipos de centrales- y dados los valores de los parámetros cuyas variaciones se están analizando. Pero no contiene ningún otro tipo de restricción acerca de importación de combustible, o acerca de la obligatoriedad de que determinadas centrales operen un número prefijado de horas.

Por tanto la solución básica, puede diferir de lo que efectivamente ocurrió en 1985.

Pueden, si así se desea, introducirse las restricciones que se crean oportunas -o se consideren probables- y analizar la demanda de combustibles en escenarios alternativos.

VARIACION DE LA DEMANDA DE INPUTS

AÑO: 1.985

Parámetro: Demanda

Demanda	FU	CT	LP	UE	UR	FC	LN
96.901	2.240	5.741	10.917	232	51	0	0
98.879	2.557	5.741	11.687	232	51	0	0
100.897	2.886	5.741	12.462	232	51	0	0
102.956	3.342	5.741	12.462	232	51	0	0
105.057	3.809	5.741	12.462	232	51	0	0
107.201	4.236	5.849	12.462	232	51	0	0
109.345	4.474	6.359	12.462	232	51	0	0
111.532	4.962	6.359	12.462	232	51	0	0
113.763	5.459	6.359	12.462	232	51	0	0
116.038	5.967	6.359	12.462	232	51	0	0
118.359	6.421	6.359	12.462	232	51	0	0
120.726	6.824	6.478	13.413	232	51	0	0
123.140	6.944	6.755	15.383	232	51	0	0
125.603	7.217	7.283	15.646	232	51	0	0
128.115	7.653	7.572	15.646	232	51	0	0
130.677	8.144	7.765	15.646	232	51	0	0
133.291	8.447	8.401	15.646	232	51	0	0
135.957	8.910	8.699	15.646	232	51	0	0
138.676	9.194	9.326	15.646	232	51	0	0

3
(10 Toneladas)

VARIACION DE LA DEMANDA DE INPUTS

AÑO: 1.985

Parámetro: Hidraulicidad

Energía Embalsada (GWh)	FU	CT	LP	UE	UR	FC	LN
41.692	2.177	5.741	11.012	232	51	0	0
39.332	2.474	5.741	12.462	232	51	0	0
37.106	2.962	5.741	12.462	232	51	0	0
35.006	3.427	5.741	12.462	232	51	0	0
33.024	3.868	5.741	12.462	232	51	0	0
31.155	4.235	5.846	12.462	232	51	0	0
29.286	4.414	6.359	12.462	232	51	0	0
27.529	4.806	6.359	12.462	232	51	0	0
25.877	5.174	6.359	12.462	232	51	0	0
24.324	5.520	6.359	12.462	232	51	0	0
22.865	5.848	6.359	12.462	232	51	0	0
21.493	6.158	6.359	12.462	232	51	0	0

3
(10 Toneladas)

VARIACION DE LA DEMANDA DE INPUTS

AÑO: 1.985

Parámetro: Precio del Fuel

Precio	FU	CT	LP	UE	UR	FC	LN
14,12	6.682	4.786	0	232	51	0	0
14,41	6.682	4.786	0	232	51	0	0
14,70	6.312	5.516	0	232	51	0	0
15,00	6.200	5.741	0	232	51	0	0
15,31	4.346	5.741	12.053	232	51	0	0
15,62	4.235	5.847	12.462	232	51	0	0
15,93	3.979	6.401	12.462	232	51	0	0
16,25	3.061	7.378	15.646	232	51	0	0
16,58	2.404	8.305	17.320	232	51	0	0
16,91	1.752	9.723	17.533	232	51	0	0
17,25	1.458	10.403	17.533	232	51	0	0

3
(10 Toneladas)

VARIACION DE LA DEMANDA DE INPUTS

AÑO: 1.985

Parámetro: Precio de los Carbones Termicos

Precio	FU	CT	LP	UE	UR	FC	LN
6,51	2.075	12.261	7.825	232	51	0	0
6,64	2.308	11.011	9.875	232	51	0	0
6,78	2.634	9.380	12.462	232	51	0	0
6,91	3.231	8.044	12.462	232	51	0	0
7,06	3.979	6.401	12.462	232	51	0	0
7,20	4.235	5.846	12.462	232	51	0	0
7,34	4.284	5.741	12.462	232	51	0	0
7,49	4.284	5.741	12.462	232	51	0	0
7,64	4.460	5.386	12.462	232	51	0	0
7,79	4.762	4.786	12.462	232	51	0	0
7,95	4.762	4.786	12.462	232	51	0	0

³
(10 Toneladas)

VARIACION DE LA DEMANDA DE INPUTS

AÑO: 1.985

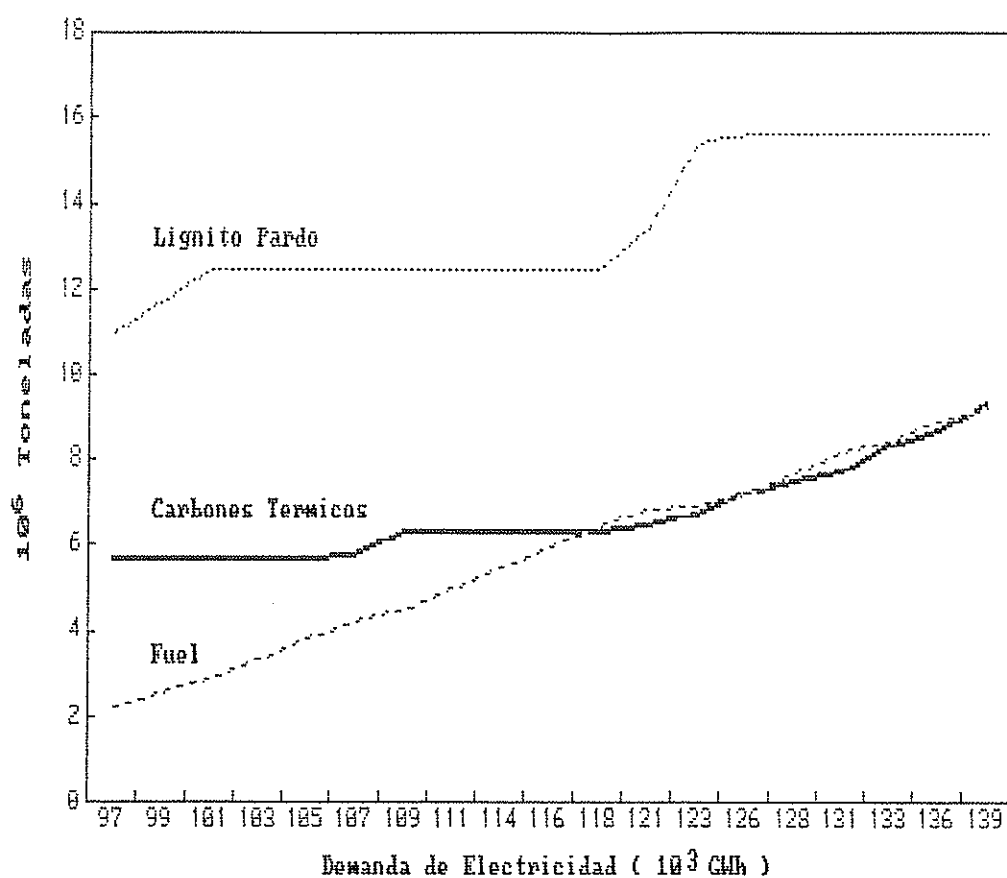
Parámetro: Precio del Lignito Pardo

Precio	FU	CT	LP	UE	UR	FC	LN
2,09	3.539	5.741	17.533	232	51	0	0
2,13	3.539	5.741	17.533	232	51	0	0
2,17	3.539	5.741	17.533	232	51	0	0
2,22	3.539	5.741	17.533	232	51	0	0
2,26	3.969	5.741	14.595	232	51	0	0
2,31	4.235	5.846	12.462	232	51	0	0
2,36	4.297	5.846	12.053	232	51	0	0
2,40	5.913	6.359	0	232	51	0	0
2,45	5.913	6.359	0	232	51	0	0
2,50	5.913	6.359	0	232	51	0	0
2,55	5.913	6.359	0	232	51	0	0

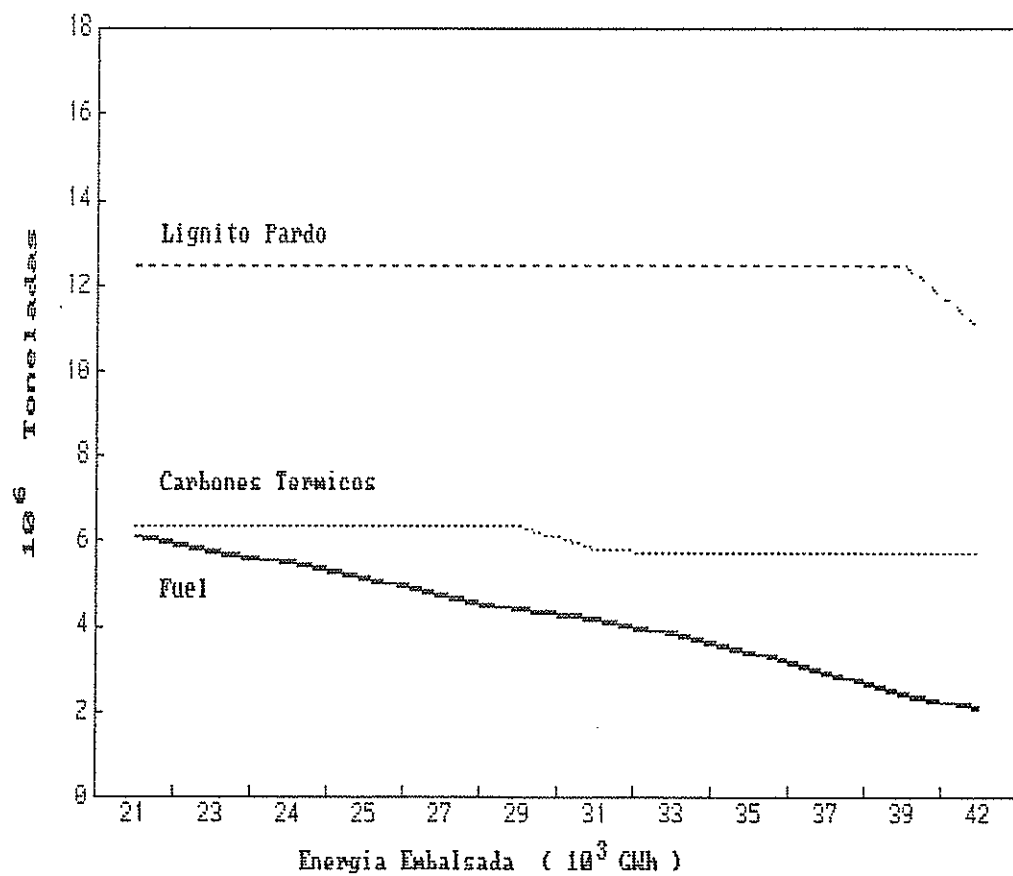
3
(10 Toneladas)

VARIACION DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES

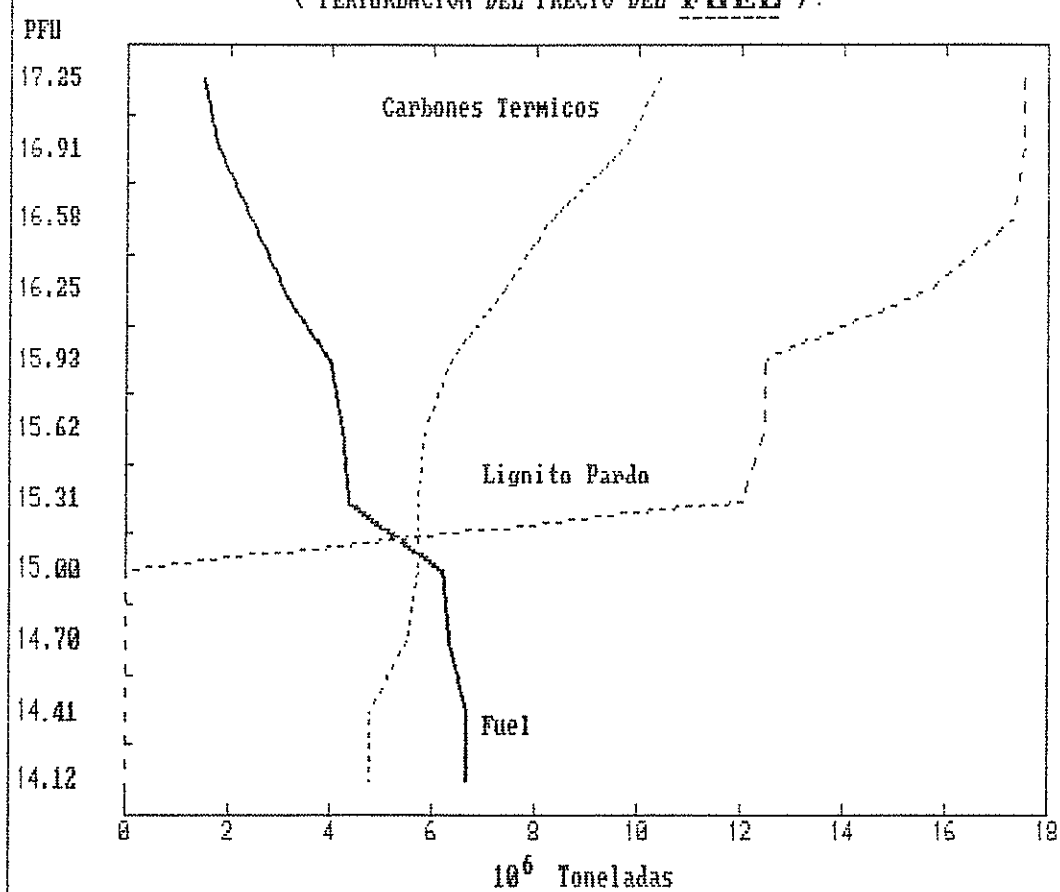
(PERTURBACION DE LA DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD)



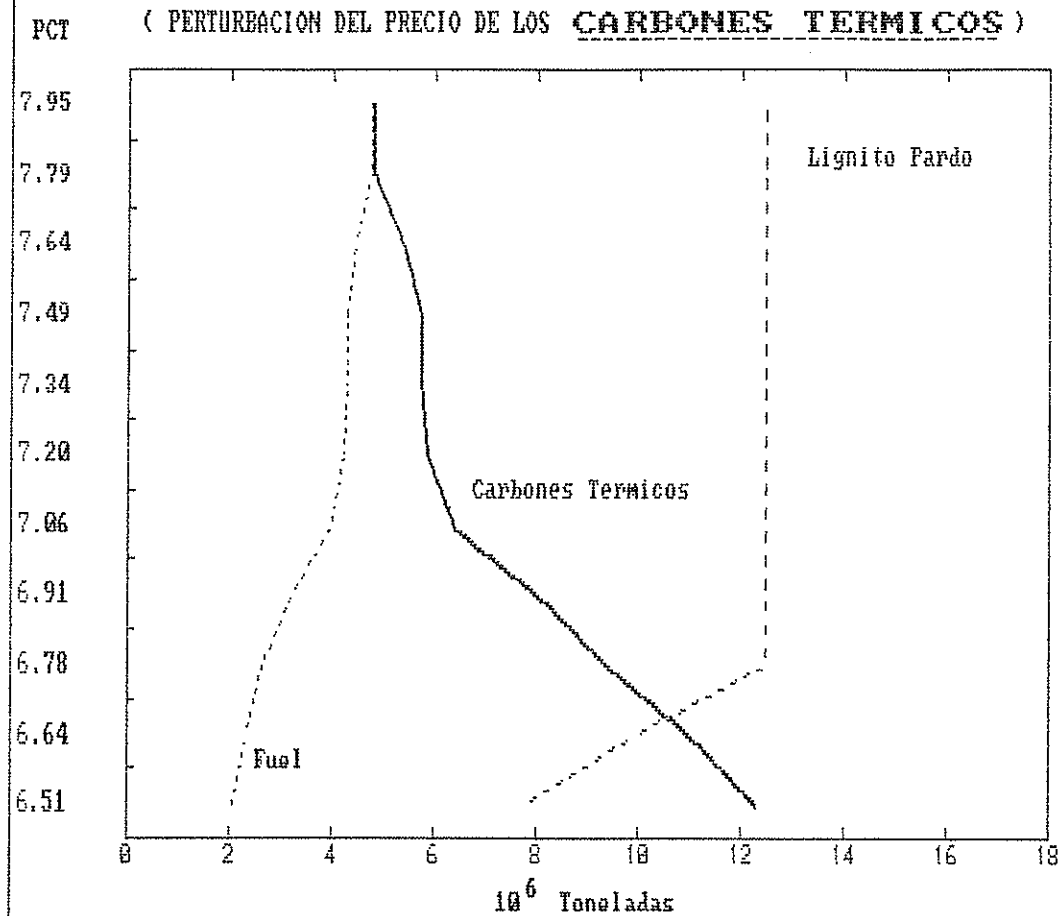
VARIACION DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES
(PERTURBACION DE LA HIDRAULICIDAD)



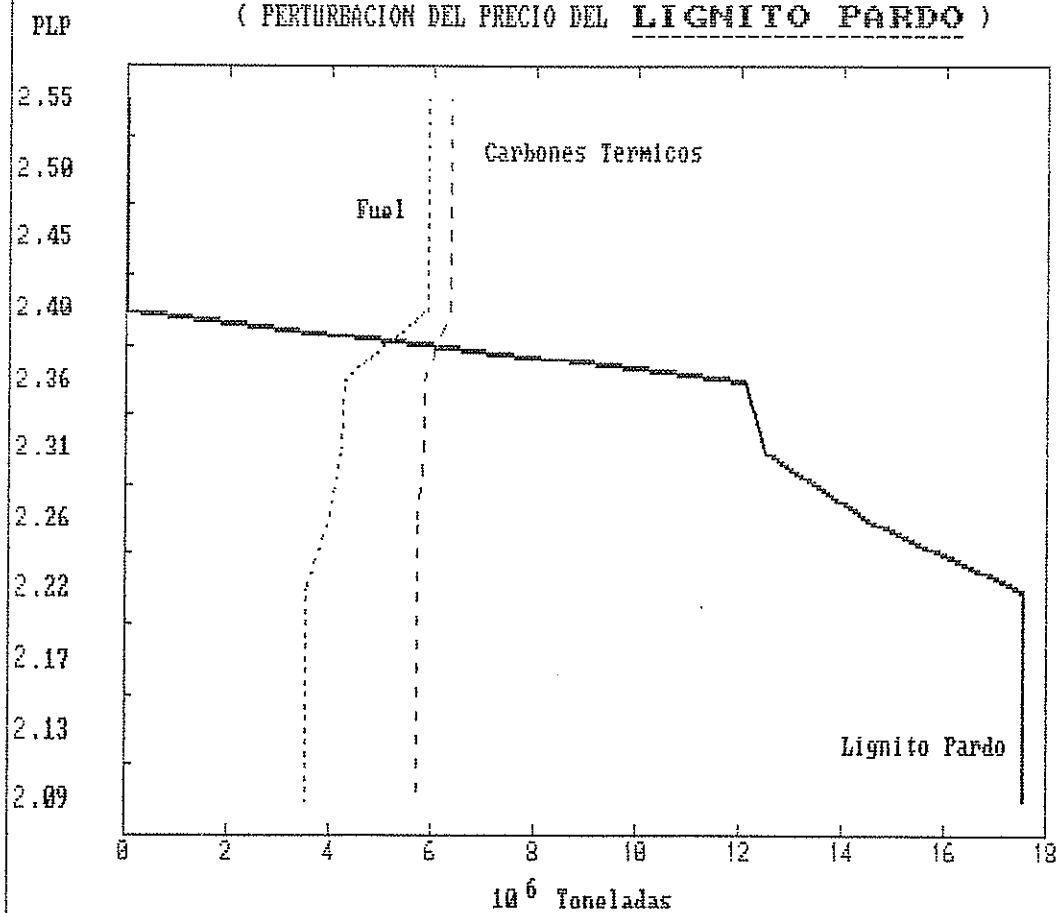
VARIACION DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES
(PERTURBACION DEL PRECIO DEL FUEL).



VARIACION DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES **(PERTURBACION DEL PRECIO DE LOS CARBONES TERMICOS)**



VARIACION DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES
(PERTURBACION DEL PRECIO DEL LIGNITO PARDO)



4. Estimación de ecuaciones de demanda

Las distintas soluciones obtenidas al perturbar la solución de referencia pueden ser presentadas ajustando una relación lineal logarítmica a los datos que asocian el consumo de cada combustible (variable endógena de las soluciones óptimas) con determinados valores de la demanda de electricidad y de los precios de los distintos combustibles (inputs del programa de optimización).

Escogemos 52 soluciones que dan lugar a un número idéntico de observaciones: 19 correspondientes a la perturbación de la demanda de energía eléctrica y 33 correspondiente a la perturbación de los precios de los combustibles (11 de cada uno de los 3 precios).

En las observaciones derivadas de la perturbación de la demanda de electricidad los valores de los precios de los combustibles son los mismos. Y en las derivadas de las perturbaciones de los precios de los combustibles, la demanda de electricidad y los otros precios permanecen invariables.

Estas 52 observaciones han dado lugar a dos ajustes lineal logarítmicos (por mínimo cuadrados) que pueden ser interpretados como ecuaciones de la demanda de fuel-oil térmico y de carbón térmico.

$$\ln \text{FUEL} = -5.95 + 3.82 \ln \text{DEM} - 7.87 \ln \text{PFV} + 4.24 \ln \text{PCT} + 3.27 \text{PLP}$$

$$\ln \text{CT} = -4.98 + 1.08 \ln \text{DEM} + 3.88 \ln \text{PFV} - 4.79 \ln \text{PCT} + .67 \ln \text{PLP}$$

Puede observarse que el consumo de carbón térmico reacciona más lentamente al aumento en la demanda de electricidad que el consumo de fuel-oil térmico. Debe tenerse presente que este resultado se obtiene manteniendo fijo el actual parque de centrales generadoras de electricidad.

El consumo de los dos combustibles es muy sensible a sus respectivos precios: una elevación de un 10% del precio del fuel-oil tiende a disminuir por término medio el consumo de este combustible en un 79%. Y un aumento del 10% del carbón térmico tiende a disminuir su consumo por término medio en un 48%.

También existe una importante sensibilidad del consumo de cada combustible a los precios de los combustibles alternativos. Los valores estimados para ambas elasticidades cruzadas son alrededor de 4.

Debe insistirse que estos ajustes mínimo-cuadráticos (carentes de carácter estadístico) no son más que otra forma de presentar los resultados recogidos en los cuadros y gráficos del apartado anterior.

APENDICE

LA FORMULACION DEL PROGRAMA LINEAL

Introducción.

La estimación de la demanda de combustibles por parte del Sector Eléctrico requiere un modelo del sistema de producción de energía eléctrica ligeramente distinto del presentado en el apartado 4.2 del documento: INFORME FINAL DEL PROYECTO: DETERMINACION DE UNA POLITICA OPTIMA DE PRECIOS ENERGETICOS PARA ESPAÑA. Tomo I: Objetivos Generales, Metodología y Modelización del Sistema Energético, de fecha 30 de Octubre de 1987. Esta nueva formulación obedece a la necesidad de perturbar de forma sistemática los costes de los distintos combustibles empleados, lo cual obliga a alterar la definición de la función objetivo¹ y a añadir nuevas restricciones². En los cuadros 1 y 2 se resume la aproximación a los precios del uranio (UR), uranio enriquecido (UE), fuel de más de 20 pts/Kg (FC), fuel de menos de 20 pts/Kg (FD), carbones térmicos³ (CT), Lignito negro (LN) y lignito pardo (LP). Esta información procede de la respuesta de UNESA a la petición de datos O.I.C. recibida por ESINCO en Marzo de 1987.

Para simplificar el análisis, se han eliminado las restricciones correspondientes a la dimensión espacial del problema. Esto obliga a agregar todo el sistema de producción hidroeléctrico en un embalse único⁴ y a compensar las pérdidas de transporte aumentando los datos de demanda.

¹ Vid. apdo. 1.

² Vid. apdo. 2.

³ Antracita y Hulla.

⁴ Vid. cuadro 3.

CENTRALES TERMICAS SERVICIO PUBLICO PENINSULAR

Grupo/Combustible		Coste Combust Pt85/Kg	Aproximación		Coste Output Pt85/Mwh
			Media	Std	
ASCO-2	UE	252.70			0.00
ALMARAZ-2	UE	252.70			0.00
JOSE CABRERA	UE	252.70			0.00
ASCO-1	UE	252.70			0.00
TRILLO-1	UE	252.70			0.00
COFRENTES	UE	252.70			0.00
ALMARAZ-1	UE	252.70			0.00
GARONA	UE	252.70	252.70	0.00	0.00
VANDELLOS-1	UR	69.91			0.00
VANDELLOS-2	UR	69.91	69.91	0.00	0.00
MATA-2	FC	25.65			38.00
MATA-1	FC	25.65			38.00
BADALONA I-2	FC	25.01			38.00
BADALONA I-1	FC	25.01			38.00
BADALONA I-3	FC	25.01			88.00
ESCOBRERAS-2	FC	24.58			0.00
ESCOBRERAS-1	FC	24.58	25.07	0.41	0.00
BURCEGA	FU	17.26			43.00
FOIX	FU	15.99			42.00
SANTURCE-2	FU	15.81			23.00
ACECA-2	FU	15.79			100.00
ACECA-1	FU	15.79			100.00
BADALONA II-2	FU	15.70			38.00
BADALONA II-1	FU	15.70			38.00
SANTURCE-1	FU	15.67			29.00
CASTELLON-1	FU	15.63			66.00
ALBECIRAS-1	FU	15.63			20.00
CASTELLON-2	FU	15.63			66.00
ALBECIRAS-2	FU	15.63			20.00
BESOS-1	FU	15.60			57.00
BESOS-2	FU	15.59			57.00
SABON-2	FU	15.59			0.00
SABON-1	FU	15.59			0.00
SAN ADRIAN-3	FU	15.58			38.00
SAN ADRIAN-2	FU	15.57			38.00
SAN ADRIAN-1	FU	15.57			38.00
C. COLON-2	FU	15.50			25.00
C. COLON-1	FU	15.50			20.00
C. COLON-3	FU	15.50			25.00
ESCOBRERAS-3	FU	15.48			98.00
ESCOBRERAS-5	FU	15.48			98.00
ESCOBRERAS-4	FU	15.46			98.00
ALMERIA-1	FU	15.39			25.00
CADIZ-3	FU	15.39			25.00
ALMERIA-3	FU	15.39			25.00
ALMERIA-2	FU	15.39			25.00
CADIZ-1	FU	15.39			25.00
CADIZ-2	FU	15.39			25.00
MALAGA-1	FU	15.39			70.00
MALAGA-2	FU	15.39	15.62	0.32	70.00

Cuadro 1: Combustibles no carboníferos.

CENTRALES TERMICAS SERVICIO PUBLICO PENINSULAR

Grupo/Combustible		Coste Combust Pt85/Kg	Aproximación		Coste Output Pt85/Mwh
			Media	Std	
LA ROBLA-1	CT	8.41			106.00
LA ROBLA-2	CT	8.40			113.00
GUARDO-2	CT	7.92			122.00
GUARDO-1	CT	7.85			122.00
ANLLARES	CT	7.53			123.00
COMPOSTILLA-1	CT	7.18			80.00
COMPOSTILLA-2	CT	7.18			80.00
COMPOSTILLA-3	CT	7.18			80.00
COMPOSTILLA-4	CT	7.18			80.00
COMPOSTILLA-5	CT	7.18			80.00
PUENTE NUEVO-1	CT	6.25			99.00
PUENTE NUEVO-2	CT	5.89			99.00
PUENTE NUEVO-3	CT	5.47			99.00
NARCEA-1	CT	7.94			111.00
NARCEA-3	CT	7.93			113.00
NARCEA-2	CT	7.92			105.00
LOS BARRIOS	CT	8.30			35.00
LIT. ALMERIA	CT	8.29			35.00
ABORO-1	CT	8.18			120.00
ABORO-2	CT	8.17			120.00
SOTO-1	CT	7.74			130.00
PUERTOLLANO	CT	7.64			123.00
SOTO-2	CT	7.53			130.00
SOTO-3	CT	7.53			130.00
LADA-3	CT	7.30			123.00
PASAJES	CT	7.28			83.00
LADA-4	CT	7.25	7		88.00
LADA-2	CT	7.22	7.30	0.70	240.80
ESCATRON	LN	5.52			50.00
SERCHS	LN	5.52			63.00
TERUEL-2	LN	5.50			80.00
TERUEL-3	LN	5.49			80.00
TERUEL-1	LN	5.47			80.00
ESCUCHA	LN	5.00	5.42	0.19	97.00
PUENTES-1	LP	2.33			80.00
PUENTES-2	LP	2.33			80.00
PUENTES-3	LP	2.33			80.00
PUENTES-4	LP	2.33			80.00
MEIRAMA	LP	2.24	2.31	0.04	108.00

Cuadro 2: Combustibles carboniferos.

AGREGACION DEL SISTEMA HIDRAULICO

Año 1985

Zona:	Energía Embalsada (GWh)	Capac. Máx. (MW)	Factor Disp. %	Capac. Disp. (MW)
1	5,350	2,207	0.85	1,876
2	2,443	200	0.88	176
3	1,514	632	0.78	493
4	567	52	0.85	44
5	563	168	0.85	143
6	2,696	2,718	0.72	1,957
7	951	211	0.72	152
8	728	663	0.74	491
9	91	41	0.74	30
11	535	159	0.54	86
12	293	73	0.54	39
13	3,398	2,147	0.74	1,589
14	5,334	3,582	0.85	3,045
15	3,074	714	0.70	500
17	2,450	575	0.73	420
18	412	145	0.54	78
19	756	346	0.73	253
TOTAL:	31,155	14,633		11,371

Energía Embalsada	31,155
Energía Fluyente	7,787
Factor Disponibilidad	0.78
Capacidad Máxima	14,633

Cuadro 3: Agregación del sistema de producción hidráulica.

1. Función Objetivo.

La formulación del problema codifica cada grupo mediante dos subíndices: c (código de combustible) y k (código de planta). De esta forma, la energía producida por la central térmica k correspondiente al modo de producción p ² la representamos por e_{kp} . La cantidad total de combustible de tipo c la representamos por q_c .

La función objetivo a minimizar refleja los costes variables de generación, en millones de pesetas, proporcionales a los combustibles consumidos y a la energía producida e importada. Tendremos entonces:

$$\begin{aligned} \text{MIN } Z = & \sum_{c \in C} \beta_c \cdot q_c + \\ & \sum_{k \in KE} \sum_{p=1}^P \beta_{kp} \cdot e_{kp} \\ & + \sum_{p=1}^P \beta_p^M \cdot e_p^M \end{aligned}$$

En esta expresión, β_{kp} representa el coste en pesetas de 1985, de producir un GWh por la central k , excluyendo el coste del combustible. Por otra parte, el parámetro β_c representa el coste de adquisición, en pesetas de 1985, de una unidad de combustible c . Finalmente, β_p^M representa el coste de adquisición de un GWh de energía importada en el modo p .

² Los modos de producción considerados para el análisis son valle, llano y punta, de acuerdo con la aproximación rectangular a la curva de carga definida en el documento INFORME FINAL DEL PROYECTO: DETERMINACIÓN DE UNA POLÍTICA ÓPTIMA DE PRECIOS ENERGÉTICOS PARA ESPAÑA. Tomo I: Objetivos Generales, Metodología y Modelización del Sistema Energético, apdo. 4.2

2. Balance de combustibles.

La restricción de balance de combustibles establece el equilibrio entre el consumo total de cada tipo de combustible y los consumos de cada planta q_{kc} .

$$q_c - \sum_{k \in K_c} q_{kc} = 0$$

($c \in C$)

3. Funciones de producción.

La función de producción de cada central térmica representa, de forma matemática, la conversión en energía del combustible consumido por la planta. Este proceso queda caracterizado por un determinado rendimiento del combustible en términos de energía α_{kc} . La energía producida puede ser empleada para satisfacer la demanda de valle, llano o punta.

$$\alpha_{kc} q_{kc} - \sum_{p=1}^P e_{kp} = 0$$

($c \in C$)

($k \in K_c$)

En las centrales hidroeléctricas, la función de producción establece la identidad existente entre el output energético total, y la cantidad de agua disponible en términos de energía $\bar{R}$.

$$\sum_{p=1}^P e_{hp} = \bar{R}$$

4. Capacidad de generación.

De acuerdo con la aproximación por rectángulos de la curva de carga, tendremos que la potencia utilizada en cada central térmica será la suma de las alturas de esos rectángulos, que vendrá dada por:

$$P = \sum_{p=1}^P \frac{e_{kp}}{\theta_p}$$

Si consideramos que, en cada período, una planta sólo está disponible el $100 \cdot a_{kp}$ por ciento del tiempo (debido a obligados períodos de mantenimiento y/o averías imprevisibles) la restricción de que cada planta térmica puede operar como máximo a su potencia instalada $\bar{X}_k$, viene dada por la expresión:

$$X_{-k} \leq \sum_{p=1}^P \frac{1}{a_{kp}} \cdot \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{kp} \cdot 10^3 \leq \bar{X}_k \quad (k \in KE)$$

en donde X_{-k} representa un nivel de potencia utilizada mínima, que puede imponerse de forma arbitraria.

En cuanto a la potencia hidroeléctrica, la restricción será del mismo tipo, esto es, si $\bar{X}_H$ es la potencia hidroeléctrica instalada, entonces:

$$X_{-H} \leq \sum_{p=1}^P \frac{1}{a_{Hp}} \cdot \frac{1}{\theta_p} \cdot e_{Hp} \cdot 10^3 \leq \bar{X}_H$$

5. Satisfacción de la demanda.

Esta restricción puede interpretarse de la siguiente forma:

Energía producida por cada central, incluidas las hidroeléctricas:

$$\sum_{k \in KE} e_{kp} + e_{Hp}$$

+ Energía importada: $\frac{M}{p}$

debe ser igual al consumo: $\alpha_p - \bar{E}_p$

Matemáticamente:

$$\sum_{k \in KE} e_{kp} + e_{Hp} + \frac{M}{p} = \alpha_p - \bar{E}_p$$

($p = 1, \dots, P$)

7. Energía fluyente.

Algunos sistemas hidráulicos no tienen suficiente capacidad de almacenamiento como para poder retener agua de un período al siguiente. Ello supone que, de no utilizar esta energía en el período corriente, se pierde sin remedio. Por lo tanto, parece obligado producirla en ese período. Esta restricción puede expresarse como:

$$e_{H1} \geq F_{-H}$$

8. Energía importada.

El sistema permite imponer límites a las cantidades totales de energía eléctrica importada. Estas restricciones pueden expresarse del siguiente modo:

$$\frac{M}{E_p} \leq e_p \leq \frac{-M}{E_p}$$

$$(p = 1, \dots, P)$$

Siendo $\bar{E}_p$ y E_p las cotas superior e inferior a la importación de energía en cada modo de producción.