

OPTIMIZACION DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION DE LOS SECTORES ELECTRICO Y DE REFINO ⁽¹⁾

Concepción Fernández Martínez

INTRODUCCION

EL petróleo abastece, como es sabido, una parte muy importante del consumo de energía primaria en España (67 por 100 del consumo interior bruto en 1978). Nuestra producción y reservas de este hidrocarburo son muy limitadas, y la actual situación de explotación y valoración de las reservas de los países productores no indican un previsible aumento importante de la producción mundial de petróleo. Una política prudente de abastecimiento energético aconseja la sustitución de dicho hidrocarburo por otras fuentes de energía, menos costosas y de mayor estabilidad.

El fuel-oil representa en España un porcentaje elevado del consumo total de productos derivados del petróleo (en 1978, 43 por 100 del consumo total), consumiendo las centrales térmicas de producción de energía eléctrica una parte muy importante del mismo (en 1978, el 33 por 100 del total). Este derivado del petróleo, a diferencia de otros como la gasolina y el keroseno, puede ser sustituido, al menos parcialmente, en buenas condiciones técnicas y económicas.

El objetivo del trabajo que aquí se presenta es evaluar cuál podría ser en el futuro la sustitución óptima, desde el punto

de vista económico, del fuel-oil por otras fuentes de energía en la producción de energía eléctrica. El período de tiempo sobre el que se realiza este estudio es el que va desde 1981 a 1995.

La presentación del mismo se efectúa en los siguientes epígrafes: En el primero se explica con detalle el objetivo del estudio. El epígrafe segundo señala las diferencias de este estudio con respecto a otros existentes en la literatura energética. El tercero resume los principales resultados obtenidos, haciendo hincapié en los correspondientes al año 1985, por ser éste uno de aquellos para los que el Plan Energético Nacional 1981 presenta previsiones sobre los dos sectores considerados, lo cual permite análisis comparativos. El epígrafe cuarto recoge unas breves reflexiones sobre la validez de los resultados obtenidos. El último epígrafe resume las conclusiones del estudio. Finalmente, se presenta un apéndice que analiza la metodología utilizada en las diferentes áreas del estudio.

I. OBJETIVO DEL ESTUDIO

Se trata de determinar el consumo de fuel-oil futuro (1981-1995) dado por el número de

horas de utilización de las centrales de fuel-oil que estén instaladas, en función:

1) Del coste futuro de este combustible y de los costes de inversión y variables de los otros tipos de centrales térmicas.

2) De las posibilidades de la energía hidroeléctrica en la satisfacción de la demanda de energía eléctrica.

Y teniendo como objetivo que el coste total, de inversión y de funcionamiento, del conjunto del sistema de producción de energía eléctrica sea mínimo.

El estudio se lleva a cabo en dos áreas diferentes. En *primer lugar*, es necesario evaluar cuál será el coste futuro de la producción de fuel-oil. Para ello, se parte de la modelización del sector refino español que, suponemos, ha logrado alcanzar una estructura de producción óptima, es decir, que está adaptada a los condicionantes externos: demanda de productos petrolíferos, calidad y precio del suministro de crudos, costes de las unidades de producción simples (destilación atmosférica, *reforming* catalítico, etc.) y de conversión tipo *cracking* catalítico), calidad de los productos petrolíferos a respetar, etc., que nosotros fijamos como datos para el modelo.

Para ello, se ha partido de la modelización que sobre el sector refino realiza l'Institut Français du Pétrole. El modelo que se utiliza es de programación lineal, cuyo objetivo es minimizar una función de costes bajo cumplimiento de una serie de condicionantes expresados matemáticamente bajo forma de ecuaciones e inecuaciones que traducen las restricciones siguientes: satisfacción de la de-

manda, utilización de un crudo tipo en un porcentaje definido, respeto de la calidad exigida a los productos petrolíferos, etc.

En este estudio, se asimila el sector refino a una refinería única, cuya unidad de destilación atmosférica alimenta unas unidades de mezcla de productos acabados, utilizando o bien la unidad de *reforming* catalítico, o bien esta última mas un conjunto, más o menos complejo, de unidades de conversión.

En *segundo lugar*, hay que tener en cuenta que la energía eléctrica es susceptible de ser producida por diferentes fuentes de energía y (desde una óptica de producción centralizada) se consideran: la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, el carbón, el fuel-oil, el gas-oil y el gas natural.

La sustitución del fuel-oil en la producción de energía eléctrica, debe ser evaluada en función del coste de adquisición del fuel-oil y de los costes de inversión y de combustible de las otras fuentes de energía citadas. La estructura de la capacidad y de la producción de energía eléctrica se determina mediante la adaptación de otro modelo, el modelo eléctrico de l'Institut Français du Pétrole, al caso español.

Ambos modelos, el del sector refino y el del sector eléctrico, están interconectados. El primero de ellos proporciona información al segundo sobre el coste de adquisición del fuel-oil, el coste marginal de producción. El modelo eléctrico, con esta información, determina la demanda de fuel-oil óptima al sector refino de las centrales termoeléctricas. La capacidad de las unidades de producción en el sector refino, así como los

costes marginales de los productos derivados del petróleo considerados, se configuran definitivamente con la demanda de fuel-oil del sector eléctrico (ver esquema 1).

II. APORTACIONES

Las aportaciones y características fundamentales del trabajo aquí presentado son las siguientes:

1. El acoplamiento de los dos modelos citados, cuyo interés radica en que permite determinar la demanda futura de fuel-oil del sector eléctrico, a partir de un coste de adquisición, el coste marginal de producción, que no constituye una hipótesis sino un resultado de la estructura de producción del sector refino español adaptada a los condicionantes externos ya citados que le hemos fijado exógenamente.

2. La demanda de fuel-oil del sector eléctrico está ligada estrechamente a la producción de energía hidroeléctrica (2), y ésta tiene un margen de variación bastante importante. Es necesario estimar, no solamente la demanda media de fuel-oil futura del sector eléctrico, sino, también, conocer los límites en que puede variar ya que esto es importante, no sólo para conocer las necesidades de petróleo que se requerirían (en ausencia de importaciones de fuel-oil) sino también la influencia que estas variaciones tendrían para el sector refino.

Por ello se consideran tres situaciones de hidraulicidad de índices: 0,6700, 0,9043 y 1,1200, y no la situación de hidraulicidad media como es habitual.

3. El modelo eléctrico calcula la estructura de producción que, abasteciendo la demanda, da lugar a un coste total mínimo. Pero, como la demanda de energía eléctrica y la hidraulicidad no se pueden prever con exactitud, y las estructuras de producción óptimas para abastecer las diferentes demandas posibles en diferente situación de hidraulicidad son de coste diferente, se procede a una ponderación de costes por la probabilidad de acaecer el suceso al que se asocian. La función objetivo (costes de inversión más costes variables) es la esperanza matemática de los costes.

Se consideran, no sólo las tres situaciones de hidraulicidad ya citadas, sino también dos tipos de demanda, superior e inferior a la demanda media prevista en este estudio, cuadro número 1, en un 5 y 3,8 por 100, respectivamente (3).

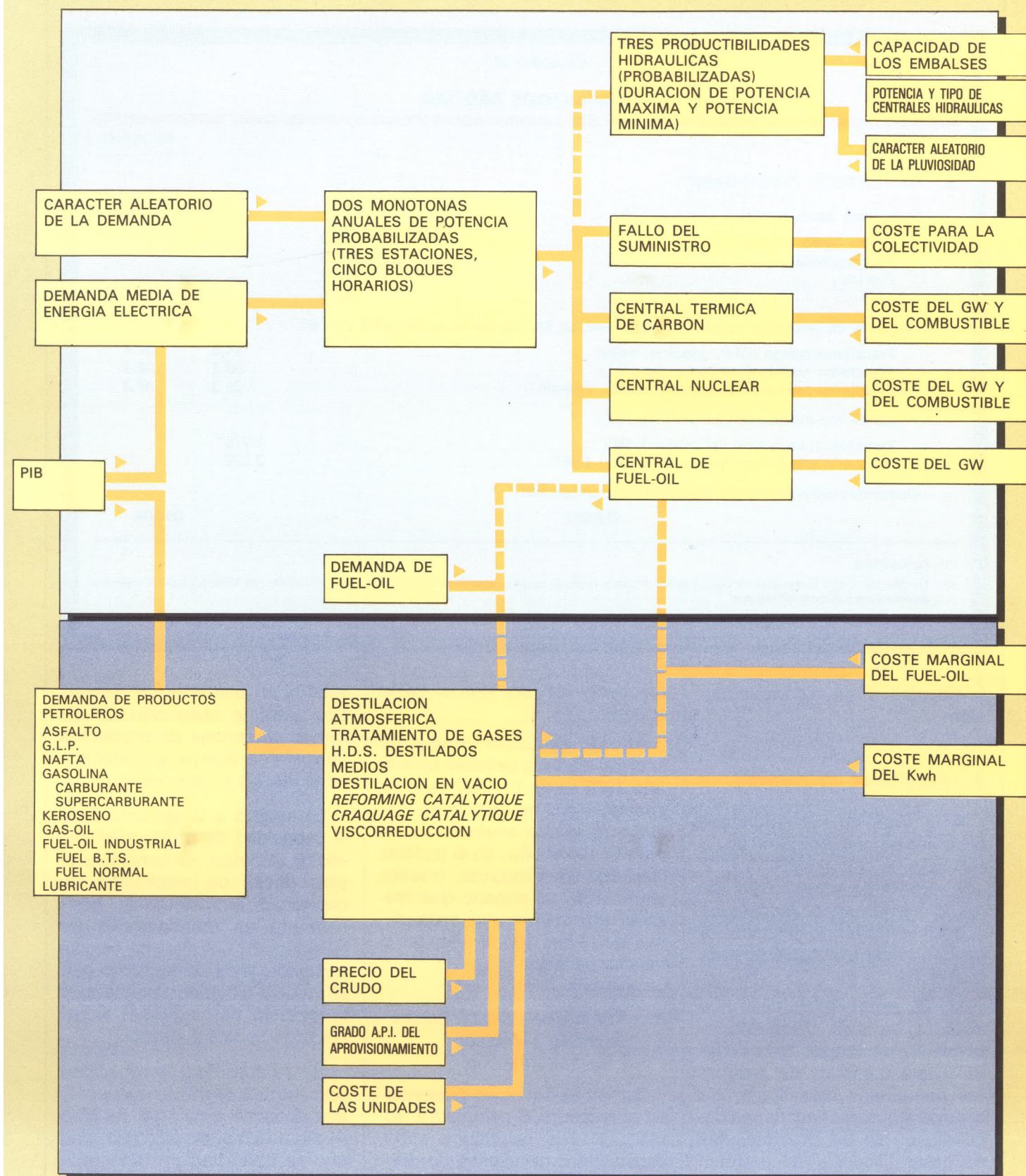
Si, por el contrario, hubiésemos considerado la demanda media de energía eléctrica y la producción hidroeléctrica en año hidráulico medio, hubiésemos infravalorado el coste total del sector eléctrico resultante de la optimización.

III. RESULTADOS

En el cuadro n.º 1 se presentan los resultados obtenidos en el año 1985, que son los de discusión más sencilla por presentar el Plan Energético Nacional de 1981 previsiones sobre estos dos sectores para este año, y por la proximidad de este horizonte. A continuación se analizan, brevemente, los resultados obtenidos, primeramente los preliminares y, a continuación, los de los modelos refino

ESQUEMA 1

ESQUEMA DEL ACOPLAMIENTO DE LOS SECTORES ELECTRICO Y REFINO APLICACION DEL MODELO «ENERGIE» AL CASO ESPAÑOL EN EL AÑO 1985



Escenarios sobre:

- Coste del crudo, del carbón importado, del carbón nacional y del combustible nuclear.
- Demanda de productos petroleros.

CUADRO N.º 1
RESULTADOS AÑO 1985

Año 1979 (1)

A. RESULTADOS PRELIMINARES

Suministro de crudos (%):

Arabia ligero	55,47	
Arabia pesado	37,81	
Zuetina	6,72	
°API	32,70	°API = 33,7

Demanda de productos petrolíferos según uno de los escenarios presentados (%) (2):

Fracciones ligeras (GLP, gasolina, nafta)	34,5	24,4
Fracciones medias (keroseno, gas-oil)	36,2	28,3
Fracciones pesadas (lubricantes, asfalto, fuel-oil)	29,3	47,3

Precio de importación de GLP (FF/Tm.) (3):

Escenario rosa (precio del crudo: 1.460)	1.775
Escenario gris oscuro (precio del crudo: 1.767)	2.123

Demanda media de energía eléctrica (Gwh. en barras):

127.997	98.504
---------	--------

(1) Realizaciones.

(2) En 1985, sin incluir la demanda de fuel-oil de las centrales térmicas de servicio público situadas en la zona peninsular. En 1979, sin incluir suministro de aeronaves y buques extranjeros.

(3) Francos franceses constantes de principios del año 1981. (1 \$ USA = 5,5 FF.)

y eléctrico y de su interconexión.

1. Resultados preliminares

A la vista de los resultados preliminares presentados en el recuadro A del cuadro n.º 1, que más tarde constituirán datos exógenos en el modelo de acoplamiento refino-eléctrico, se pueden hacer los siguientes comentarios:

a) El sector refino tiene que afrontar, en 1985, un aprovisionamiento de crudos más pesado y una demanda de productos petrolíferos más ligera. Se considera que continuaremos dependiendo de las importaciones de gases licuados del petróleo (G.L.P.), con dos hipótesis de precios según el escenario so-

bre evolución del precio de la energía.

b) La demanda media de energía eléctrica prevista para el año 1985 es de 127.997 Gwh en «barras», que representa un crecimiento medio acumulativo de 4,6 por 100 al año, en el período 1981-95. El Producto Interior Bruto (PIB) se supone que crece a una tasa media acumulativa del 3 por 100 al año, en el mismo período.

2. Resultados de los modelos de refino y eléctrico y su interconexión

Estos resultados se presentan en el recuadro B del cuadro número 1. Los resultados sobre capacidades necesarias de diferentes unidades de refino indican un notable esfuerzo de in-

versión en unidades de conversión para la obtención de un mayor porcentaje de productos petrolíferos ligeros y medios a partir de un crudo pesado.

En cuanto a la estructura de la capacidad de producción del sector eléctrico, se considera el plan oficial de ampliación de capacidad hidroeléctrica, básicamente en instalaciones de bombeo. En una fase de estudio posterior, sería conveniente que el modelo eléctrico determinase la creación de capacidad hidroeléctrica óptima a instalar.

No se considera la capacidad de centrales térmicas nucleares, que deberían funcionar en 1985 según este modelo eléctrico, sino que se considera un dato exógeno. El kwh de origen fuel-oil compete básicamente con el

CUADRO N.º 1 (continuación)

RESULTADOS AÑO 1985

	Escenario rosa	Escenario gris oscuro	Año 1979
B. RESULTADOS DEL MODELO DE ACOPLAMIENTO DE LOS SECTORES REFINO Y ELECTRICO			
Capacidad sector refino (millones de Tm. cap/año):			
Destilación atmosférica	48,2	47,7	69,3
HDS destilados medios	5,5	5,4	9,4
Tratamiento de gases	2,3	2,3	4,3
Destilación en vacío	23,1	23,1	6,8
Viscoreducción	10,8	10,8	0,8
Cracking Catalítico	5,4	5,7	—
Reforming Catalítico	3,5	3,3	9,2
Hidrocracking	—	—	0,9
Importación de GLP (millones de Tm.)	2,2	2,3	
Coste marginal del fuel-oil que alimenta las centrales térmicas (FF/Tm.)	1.367	1.632	
Capacidad sector eléctrico (GW) (4):			
Hidráulica (fijada)	14,1	14,1	13,2
Térmica nuclear (fijada)	7,6	7,6	1,0 (5)
Térmica carbón	10,3	11,4	4,5
Térmica fuel-oil	6,8	6,8	7,3
Demanda de fuel-oil (media) (Mtep)	0,8	0,5	6,2 (6)
Demanda de carbón (media (Mtep):			
Nacional (límite mínimo)	10,4	11,9	—
Importado	3,6	2,4	—
TOTAL	14,1	14,3	8,3 (7)
Valor de la función de costes (10° FF):			
(Las capacidades que ya están instaladas no soportan cargas de amortización)	91.630	107.720	

(4) De la zona peninsular abastecida por UNESA. En 1979 no están incluidas las centrales a gas natural (0,97 GW) ni aquellas que utilizan diversos combustibles.

(5) Deducida 25 por 100 de la capacidad instalada en Vandellós que pertenece a Francia.

(6) Consumo interior.

(7) Demanda de carbón de las centrales térmicas en 1980, de la cual alrededor de 1 millón de toneladas fue de carbón importado.

kwh de origen carbón (a capacidad hidroeléctrica fijada), por lo que este resultado no es básico en nuestro estudio. Consideramos en funcionamiento, en 1985, la capacidad nuclear existente en 1981 más la capacidad de las centrales en construcción con fecha prevista máxima de

terminación en octubre de 1984, según el PEN de 1978. La demanda de carbón (media) en 1985 es muy importante y similar a la que prevé Carbunión.

La realización de esta demanda de carbón por parte del sector eléctrico dependerá, entre

otros factores, de la conversión efectiva de las centrales térmicas de fuel-oil a carbón (4); y del relanzamiento de la demanda de energía eléctrica.

Se considera, en el modelo eléctrico, que las centrales consumen el carbón que nuestras

DEMANDA DE CARBON DE LAS CENTRALES TERMICAS

(Millones de Tep) (1)

1980 (*)	1985
8,3	13,3

(1) Fuente: Carbuni3n 80.

(*) Datos provisionales.

cuencas les pueden suministrar en condiciones econ3micas aceptables (se estipula un l3mite m3nimo de consumo), y que el resto se suministra con la importaci3n de carb3n.

Pero la principal cuesti3n que se plante3 fue la de evaluar la sustituci3n 3ptima de fuel-oil en las centrales t3rmicas. Podemos constatar que el fuel-oil no se sustituye completamente en la producci3n de energ3a el3ctrica en el per3odo estudiado (1981-1995). La capacidad instalada en centrales a fuel-oil se utiliza a fin de modular las variaciones importantes de potencia el3ctrica demandada, cuando las precipitaciones de lluvia no permiten a los equipos hidroel3ctricos efectuarla. La demanda media de fuel-oil obtenida en el a3o 1985 por el mercado peninsular de UNESA es baja (0,8 Mtm en el escenario rosa y 0,5 Mtm en el escenario gris oscuro), y 3ste se utiliza, fundamentalmente, en el suministro de los bloques de mayor demanda de potencia (5). (El modelo el3ctrico no recoge los consumos m3nimos que t3cnicamente requieren las centrales t3rmicas de fuel-oil en su funcionamiento.)

Encontramos, igualmente, que esta demanda es relativamente inel3stica frente a un suministro

de crudos m3s pesado. Todo ello es debido al siguiente conjunto de factores:

1. El coste marginal de producci3n de fuel-oil, que es elevado al partir de unos escenarios sobre evoluci3n del precio del petr3leo que por su sensible crecimiento pueden parecer pesimistas y, debido, tambi3n, a que el modelo de refino da el coste marginal de producci3n del fuel-oil a partir de un esquema de producci3n 3ptimo, es decir, el fuel-oil no es excedentario, 3ste se valoriza de una manera 3ptima como *input* en diferentes unidades de conversi3n, por lo que su coste marginal de producci3n es alto (6).

2. La mon3tona de potencias demandadas de energ3a el3ctrica (7) cuenta en Espa3a con per3odos de demanda punta importantes.

3. La producci3n de energ3a hidroel3ctrica en Espa3a es importante, por lo que puede abastecer en una parte considerable las demandas de potencia de mayor importancia.

4. Los costes relativamente m3s bajos de la producci3n a trav3s de centrales de carb3n para el suministro de la demanda de energ3a en los bloques horarios de potencia el3ctrica moderada.

Por otra parte, la demanda de fuel-oil var3a de una manera relativamente importante seg3n el tipo de hidrolicidad (8).

IV. ANALISIS CRITICO

La importancia de los resultados obtenidos, y por consiguiente del modelo, debe ser analizada con cautela teniendo en cuenta los aspectos siguientes:

1. Aparte del inter3s de cada uno de los dos modelos, refino y el3ctrico, se han obtenido las capacidades de las diferentes unidades de producci3n necesarias para abastecer la demanda de productos petrol3feros y de energ3a el3ctrica, aunque, claro est3, no con la precisi3n que alcanzan los modelos sectoriales. Los modelos multienerg3as, como 3ste que sirve de base a nuestro estudio, proporcionan las grandes l3neas de una evoluci3n deseable en cada sector, teniendo en cuenta sus interrelaciones con otros sectores. As3, en este estudio, la importancia de los costes de inversi3n y proporcionales del sector el3ctrico, en comparaci3n con los del sector refino, determina que sea este 3ltimo el que deba adaptar su esquema de producci3n a la sustituci3n del fuel-oil en la producci3n de energ3a el3ctrica.

2. Existen factores cualitativos, razones de inter3s pol3tico, de medio ambiente, etc., que son de dif3cil consideraci3n en una formulaci3n matem3tica. Sin embargo, los modelos suministran las evaluaciones cifradas para la realizaci3n de estudios integrando la influencia de estos factores cualitativos.

3. En cuanto a las hip3tesis que hemos considerado es de resaltar que:

a) La hidroelectricidad es determinante de la demanda de fuel-oil del sector el3ctrico espa3ol. Ser3a deseable un estudio que introdujera la capacidad hidr3ulica a instalar como variable del problema de planificaci3n conjunta de los dos sectores.

b) Ser3a conveniente una estimaci3n m3s completa de los bloques horarios: potencia y duraci3n. Entre otros factores, una

tarificación que penalizase el consumo de energía eléctrica durante las horas punta daría lugar a una disminución de la potencia demandada durante esas horas y, por consiguiente, la importancia de la demanda de fuel-oil disminuiría.

4. Este estudio se basa en el supuesto de considerar la política de independencia energética como la deseable para nuestro país. Sería necesario cuestionar esta hipótesis de partida y evaluar las estrategias dependencia-independencia energética.

5. Sería necesario, asimismo, un análisis económico más profundo, tanto de las hipótesis asumidas como de los resultados obtenidos, así: la importancia y significado de la tasa de actualización; un análisis y reflexión sobre el crecimiento del PIB, la participación de las distintas ramas de la actividad económica; la influencia del consumo de energía eléctrica en el crecimiento del PIB; crecimiento de la demanda de energía eléctrica dentro de la demanda de energía primaria; limitaciones económicas y estructurales a la implantación de un esquema de producción óptimo del sector refino; etc.

Finalmente, conviene señalar que los resultados de este estudio corresponden a hipótesis y cálculos que deben ser actualizados, mejorados regularmente, en función de las cambiantes circunstancias que afectan al sector energético y de la disponibilidad de nueva información.

V. CONCLUSION

Dos son las conclusiones fundamentales que pueden destacarse del trabajo expuesto:

1. Si bien el precio del fuel-oil es relativamente elevado para la industria de producción de energía eléctrica (ver recuadro B del cuadro n.º 1) en el período de estudio (1981-95), éste no se sustituye completamente en dicho uso, debido a la utilización de la capacidad instalada en centrales de fuel-oil, para complementar la energía hidroeléctrica en el suministro de energía eléctrica en las horas puntas, en los años de débil pluviosidad.

2. La importancia de los costes de inversión y de funcionamiento del sector eléctrico, en comparación con los del sector refino, determina que sea este último el que deba adaptar su estructura de producción a dicha sustitución.

Ambos sectores deberán hacer frente a cuantiosos costes de inversión fijos y variables que, en el período 1981-85, según el escenario sobre el precio futuro de la energía, son los siguientes:

- En el escenario rosa, caracterizado por las siguientes alzas de los precios en términos reales:

Petróleo: 2 por 100/año.

Carbón: 1 por 100/año.

Combustible nuclear: estable.

Coste total: 1.332.800 millones de pesetas constantes de principios de 1981.

- En el escenario gris oscuro, caracterizado por las siguientes alzas de precios en términos reales:

Petróleo: 7 por 100/año.

Carbón importado: 5 por 100/año.

Carbón nacional: 3 por 100/año.

Combustible nuclear: 2 por 100/año.

Coste total: 1.568.240 millones de pesetas constantes de principios de 1981.

ANEXO

Metodología

La principal característica de los dos modelos, el del sector refino y el del sector eléctrico, es la de ser de programación lineal. A continuación se presenta una breve síntesis de ambos.

I. MODELO DEL SECTOR REFINO (9)

Determina este modelo las inversiones necesarias en unidades de conversión para adaptar la estructura de producción del sector refino a una situación de mercado de productos acabados, suministro de crudos, etc., así como, y fundamentalmente para nuestro estudio, el coste marginal de producción del fuel-oil al que deberán enfrentarse las centrales térmicas resultante de una estructura de refino óptima, adaptada a los condicionantes externos previstos.

II. MODELO DEL SECTOR ELECTRICO

Introducción

El presente trabajo partió de la modelización sobre el sector eléctrico francés por lo que, al tener en España los equipos hidroeléctricos una importancia mucho mayor que en Francia, se debió proceder a la creación de un submodelo hidráulico. A continuación se presenta una breve síntesis del modelo eléctrico original de l'Institut Français du Pétrole en el subapartado 1 y de dicho submodelo hidráulico en el subapartado 2.

1. Modelo original del sector eléctrico de l'Institut Français du Pétrole

Se trata de satisfacer la demanda de energía eléctrica prevista al mínimo coste.

Como la demanda futura de energía eléctrica es una variable aleatoria, se considera un número adecuado de valores («aleas») superiores e inferiores a la demanda media prevista, que se probabilizan en función de la estabilidad de los valores históricos de la demanda de energía eléctrica y del horizonte de la previsión. La función de costes es, entonces, una esperanza matemática de los costes de inversión y gestión.

Dicho modelo concierne a la optimización de la capacidad de producción de electricidad de origen térmico. Las producciones previstas de los equipos hidroeléctricos, y de bombeo, se suponen conocidas y deducidas de la demanda a satisfacer.

La demanda se expresa en potencia demandada sobre la red y corresponde a la monótona de potencia (10) que deben satisfacer las centrales térmicas clásicas y

nucleares. Esta demanda se diferencia por estaciones y bloques horarios que se consideran representativos de la potencia demandada. Dos tipos de restricciones se tienen en cuenta:

1. Restricciones de potencia. La potencia demandada a un equipo no puede sobrepasar la potencia instalada. Se consideran coeficientes de disponibilidad del parque de producción que tienen en cuenta las paradas por mantenimiento y aquellas que se producen debido a los pocos años de funcionamiento de la central. Estas restricciones se expresan sobre cada tipo de central, año y estación.

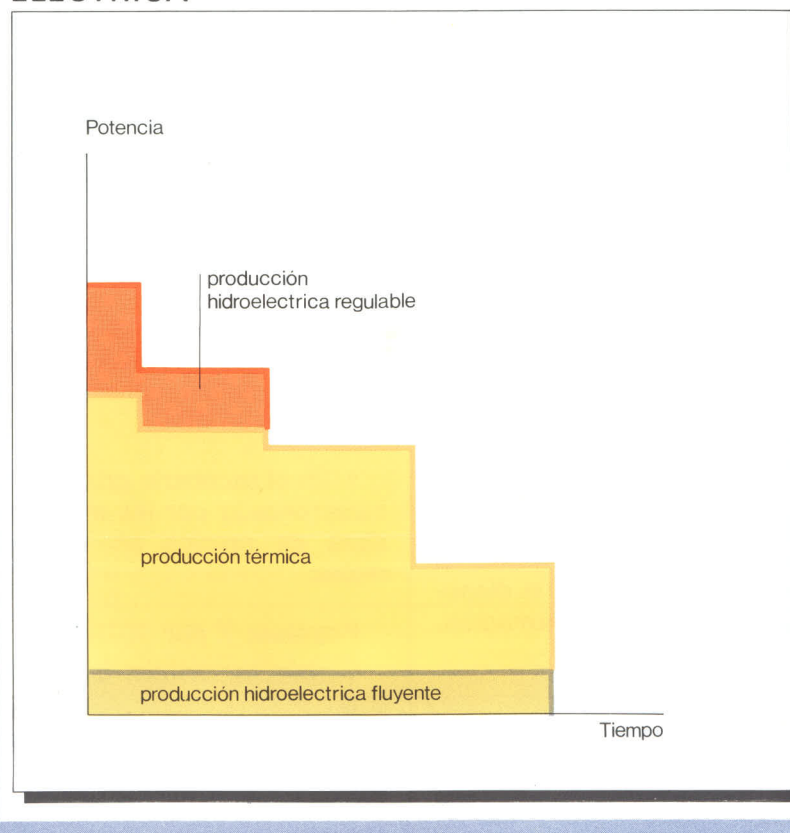
2. El equilibrio de la oferta y la demanda para cada «alea», estación y bloque horario. En nuestro caso, no pudiendo la demanda ser satisfecha en todas las «aleas», se introduce la posibilidad de fallo de suministro como otro equipo de producción más, con su correspondiente coste por Kwh, éste representa el coste para la colectividad de un Kwh no suministrado.

2. Aplicación al caso español del modelo eléctrico. Submodelo hidráulico

La capacidad instalada en centrales hidráulicas españolas es muy importante. En 1979, el 45,4 por 100 de la capacidad eléctrica instalada corresponde a equipos hidroeléctricos. En cuanto a la producción hidroeléctrica, ésta depende de la pluviosidad que de unos años a otros puede ser muy diferente; en 1979, año húmedo de índice 1,305, la producción hidroeléctrica constituyó el 45 por 100 del total, mientras que en 1980, año seco de índice 0,719, dicha producción constituyó el 28 por 100 del total.

Es la energía hidroeléctrica la que realiza el ajuste entre demanda de energía eléctrica y producción termoeléctrica, de tal manera que la producción térmica clásica tenga que soportar las variaciones de potencia demandada lo más débiles y estables posibles (para minimizar costes). Las centrales térmicas

GRAFICO 1
LOCALIZACION DE LA PRODUCCION
HIDROELECTRICA EN LA MONOTONA DE
POTENCIAS DEMANDADAS DE ENERGIA
ELECTRICA



cas de fuel-oil apoyan los equipos hidráulicos en los años en que la hidráulidad es deficiente.

No es posible evaluar la sustitución óptima del fuel-oil por otras fuentes de energía en la producción de energía eléctrica, sin evaluar las posibilidades de la energía hidráulica en la cobertura de la demanda de energía eléctrica española.

Formulación del submodelo hidráulico

Gracias a la incorporación al modelo «Energie» de l'Institut Français du Pétrole del submodelo hidráulico (11), optimizan también las potencias eléctricas aportadas a la cobertura de la demanda por las centrales hidráulicas

$$\sum_i Z_{i,p,s}^{m,n} + PH_{p,s}^{m,n} \geq D_{p,s}^{m,n} \quad [1]$$

en el bloque horario p, estación s, «alea» m, año n.

En que $Z_{i,p,s}^{m,n}$ es la potencia suministrada por el equipo térmico i al equipo horario p, la estación s, el «alea» m, el año n, $PH_{p,s}^{m,n}$ es la potencia suministrada por los equipos hidráulicos al bloque horario p, la estación s, el «alea» m, el año n, y $D_{p,s}^{m,n}$ es la demanda de energía eléctrica en el bloque horario p, la estación s, el «alea» m, el año n.

Las potencias suministradas por los equipos hidráulicos deben respetar las restricciones siguientes:

$$\sum_{\pi=1}^p PH_{\pi,s}^{m,n} \times H_{\pi}^s \leq W_{p,s}^{m,n} \quad [2]$$

en el que H_{π}^s es la duración del bloque π ($\pi = 1 \dots p$) de la estación s y $W_{p,s}^{m,n}$ es la energía concentrable acumulada por bloque horario p, para el año n, «alea» m y estación s.

$W_{p,s}^{m,n}$ se calcula por medio de una función $W_{s(\theta)}^{m,n}$ que estima la energía que es posible producir durante un período de duración θ , teniendo en cuenta a la vez las restricciones de potencia y energía.

El gráfico 2 representa la producción hidroeléctrica acumulada. En una primera fase (recta de mayor pendiente) integra la producción regulable y la fluyente, mientras que la segunda representa la energía hidroeléctrica acumulada resultado de la aportación de la energía hidroeléctrica fluyente.

El modelo eléctrico optimiza la potencia eléctrica aportada por la energía hidroeléctrica en la cobertura de la monótona de potencia (inecuación 1) bajo una serie de condiciones que le impone el submodelo hidráulico (inecuación 2) (gráfico 3).

3. Previsión de la demanda de energía eléctrica

A continuación se indican someramente las peculiaridades que presenta la previsión de la demanda de energía eléctrica en este estudio.

Consideraciones generales

¿Por qué nosotros utilizamos dos demandas con sus probabilidades respectivas de acontecer? Porque ello nos debe permitir mejorar la estimación de la esperanza matemática de costes de funcionamiento del sistema eléctrico.

El coste de producción de energía eléctrica en función de la demanda a capacidad fija no es lineal sino que varía más que proporcionalmente, y la estimación que suministra el modelo eléctrico es la esperanza matemática del coste de producción de energía eléctrica mínima.

$$\min_x [I \cdot x + C(x)] \text{ donde } x \text{ es la variable de equipo}$$

donde, $C(x)$, el mínimo coste sobre las variables de gestión de las centrales térmicas e hidráulicas es:

$$C(x) = E_{Q,H} [C_{Q,H}(x)] > C_{\bar{Q},\bar{H}}(x)$$

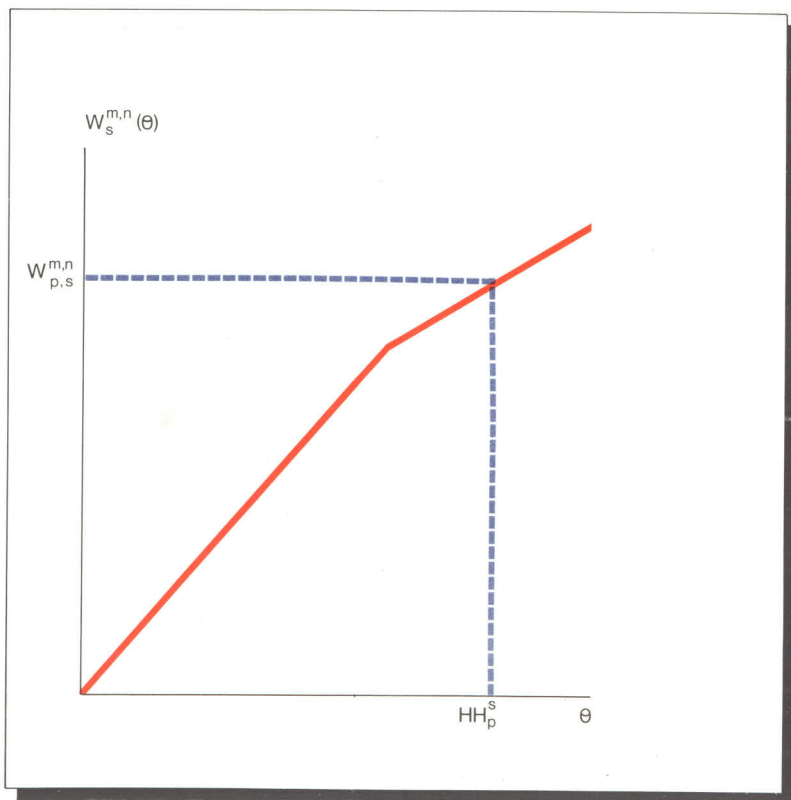
$C_{Q,H}(x)$ es una variable aleatoria y $E_{Q,H} [C_{Q,H}(x)]$ es la esperanza matemática de esta variable aleatoria (gráfico 4).

Hay, pues, una desviación, que puede ser importante, si nos contentamos con considerar el coste que intervendría en el caso de una demanda a hidráulidad media.

Sería deseable tomar un número más grande de demandas y de hidráulidades, pero el mejor compromiso entre precisión y tiempo de cálculo nos ha conducido a retener dos tipos de demandas y tres tipos de hidráulidades.

Por otra parte, si el productor previese una capacidad de producción para satisfacer la demanda media de energía eléctrica, tendría fallos de suministro un año de cada dos.

GRAFICO 2
PRODUCCION HIDROELECTRICA ACUMULADA



HH_p^s es la duración de los p primeros bloques de la estación s: $HH_p^s = \sum_{H=1}^p HH_H^s$

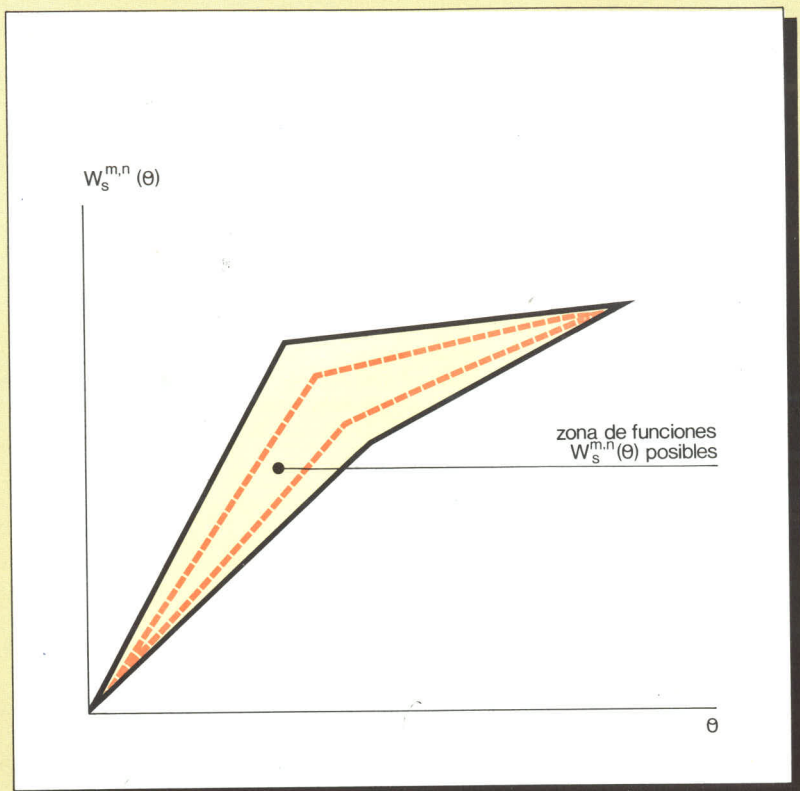


GRAFICO 3
PRODUCCIONES
HIDROELECTRICAS
ACUMULADAS
POSIBLES

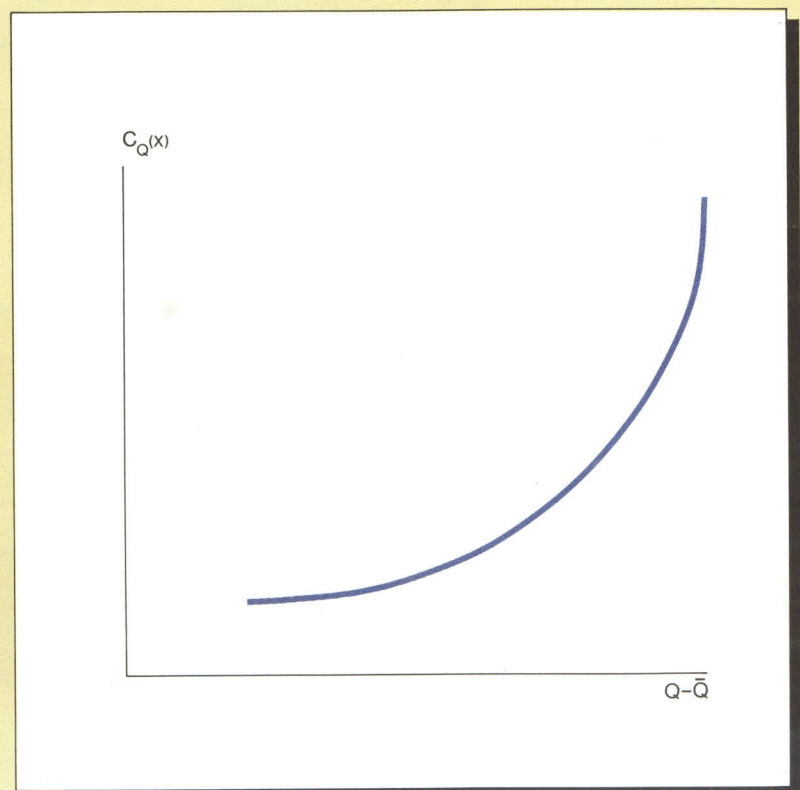


GRAFICO 4

Cálculo de los datos descriptivos de la demanda

La demanda sigue una ley de probabilidad y tenemos que calcular el valor medio y la desviación típica.

Para asegurar la coherencia entre la demanda de productos petrolíferos y de energía eléctrica (ver gráfico 1), se utiliza el modelo econométrico siguiente (modelo econométrico tendencial condicional) que calcula la demanda media futura de energía eléctrica

$$E = K \cdot PIB^{\alpha}$$

Para representar la ley de probabilidad de esta demanda se estudia cuál es la desviación típica de la media y a partir de esta desviación típica se efectúa una previsión a siete años, que es el espacio de tiempo que se considera entre la decisión de construcción de una central y su puesta en servicio.

El modelo econométrico utilizado para conocer la ley de probabilidades de la demanda de energía eléctrica es la siguiente:

$$DE_t = DE_0 (1 + \alpha)^t$$

NOTAS

(1) Este trabajo procede de la tesis para la obtención del «Doctorat de 3ème cycle», titulada *Substitution du fuel-oil lourd dans*

la production d'énergie électrique en Espagne, Horizon 1995, presentada en la Facultad de Ciencias Económicas y de Gestión de la Universidad de Dijon (Francia), octubre de 1981.

(2) La producción de energía hidroeléctrica se diferencia en producción fluyente y producción regulable. La primera es aquella que no puede ser controlada, mientras que el segundo tipo de producción se puede gestionar de tal manera que abastece las demandas de mayor potencia que son las más costosas de suministro por los equipos térmicos.

(3) No se considera el carácter aleatorio de la disponibilidad de los medios de producción, sino que se consideran coeficientes medios.

(4) No existe creación de capacidad de centrales de fuel-oil según el modelo eléctrico, 6,8 GW provienen de la capacidad instalada en 1980, deduciendo las que serán puestas fuera de servicio y las que serán convertidas a carbón (1,93 GW).

(5) En 1979, año de hidraulicidad 1,305, la demanda fue del orden del 6 MTm.

(6) Coste del fuel-oil en el mercado de Rotterdam (II/1982): 170 \$/Tm.

(7) Ver nota 10.

(8) Demanda de fuel-oil:

— Situación hidraulicidad seca (índice 0,67) y demanda fuerte: 2,8 MTm.

— Situación hidraulicidad un poco húmeda (índice 1,12) y demanda fuerte: 0,5 MTm.

(9) Las variables, principales ecuaciones y la función económica del modelo de refino, así como la diferencia entre diferentes tipos de modelización: mono-refinería, bi-refinería, pseudo-birrefinería; las características de las diferentes unidades de refino; las técnicas estadísticas para reducir el aprovisionamiento de crudos de un país a un número reducido de ellos es estudiado en profundidad por CARMEN MUÑOZ DEL BARRIO, *Conversión de l'outil de raffinage en Espagne en fonction de la demande de produits pétroliers. Horizon 1990-2000*. Thèse de Doctorat de 3ème cycle (octubre 1981), Dijon (Francia).

(10) a) Sucesión cronológica de potencias horarias demandadas.

b) Monótona de potencia. Curva realizada por clasificación de las potencias demandadas.

c) Representación de la monótona de potencias en rectángulos de potencia demandada constante (gráfico 5).

(11) Este submodelo hidráulico ha sido creado por Mr. Saumon, de «Systèmes Energetiques de l'Electricité de France», con ocasión de este trabajo de investigación. El se adapta a las características propias de la energía hidráulica en España (parque de centrales, hidraulicidad, gestión, etc.), y a la información de la que se dispone.

GRAFICO 5

