

DEMANDA ENERGÉTICA, INVERSIONES EN LOS SECTORES TRANSFORMADORES Y CRECIMIENTO POTENCIAL DE LA ECONOMÍA ESPAÑOLA

Este artículo de **Carlos Sebastián Gascón** presenta los resultados de una investigación cuyo objetivo es analizar, en un contexto macroeconómico, la relación entre precios de la energía, demanda energética e inversiones en los sectores transformadores de energía. El hacerlo en un contexto macroeconómico permite valorar en términos del crecimiento potencial de la economía española las distintas alternativas energéticas, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda.

Se obtienen resultados sobre la configuración óptima de los sectores transformadores en escenarios alternativos. Estos escenarios se diferencian por distintos supuestos sobre la evolución de los precios de la energía, sobre el grado de intensificación de los procesos de conservación, sobre restricciones externas a determinados programas.

Finalmente se realizan una serie de consideraciones sobre política energética, etc. Asimismo, se han discutido las consecuencias para el crecimiento potencial de la economía española de los supuestos que configuran los escenarios recién mencionados.

Dado el importantísimo papel que juega la demanda energética, se ha realizado un estudio sobre ésta, algunos de cuyos resultados se presentan en el artículo.

1. INTRODUCCION

EN este artículo se presentan los resultados que se han obtenido y siguen obteniéndose, pues la investigación sigue su curso, en un estudio sobre alternativas energéticas en España y sus implicaciones para el crecimiento potencial de nuestra economía.

Las preguntas a las que se

pretende responder —o contribuir a responder— son, entre otras, las siguientes:

1) ¿Cuál debe ser la configuración de los sectores eléctrico y de refino para permitir un crecimiento sostenido máximo de la economía española?

2) ¿Cómo queda afectada la configuración del sector eléctrico y el crecimiento potencial de la economía española si se im-

pone alguna forma de moratoria nuclear?

3) ¿Cómo resulta afectada la configuración de los sectores eléctrico y de refino y el crecimiento potencial de la economía por evoluciones alternativas de la demanda de productos energéticos?

4) ¿Cómo queda afectado el crecimiento potencial de la economía española y la configuración de los sectores energéticos por distintos supuestos acerca de los ritmos de crecimiento de los precios de la energía primaria?

Para responder a esta serie de preguntas se utiliza una metodología de análisis de datos, a la que nos referiremos más adelante, que es capaz de tener en cuenta simultáneamente, entre otros, los siguientes factores:

a) Los costes, tanto de inversión como de funcionamiento, de los programas energéticos.

b) Las posibles complementariedades entre el programa eléctrico y el sector refino.

c) La evolución de los precios de la energía primaria.

d) La evolución de las disponibilidades de divisas para la economía española en su conjunto.

e) Las necesidades de bienes de equipo de los programas energéticos.

f) La evolución de los sectores productivos no energéticos (se consideran 12 sectores).

g) La evolución de la demanda de los distintos productos energéticos (se consideran 8 derivados del petróleo, 4 tipos de carbón, gas natural y electricidad).

h) La disponibilidad de carbón nacional.

i) La calidad de los crudos importados.

Pese a lo dilatado del período de programación, veinticinco años (1978-2002), se supone que los procesos técnicos disponibles para los sectores energéticos son los hoy conocidos y explotados comercialmente. Así, se excluye la posibilidad de introducir reactores rápidos en la energía nuclear; de intensificar la utilización de la energía solar, eólica y geológica; de poner en marcha actividades de gasificación del carbón o de obtener combustibles líquidos distintos de los derivados del petróleo. No es que neguemos la posibilidad de que tales procesos puedan ser explotados en el horizonte temporal en que nos vamos a mover. Pero la incertidumbre respecto a sus parámetros técnicos y económicos nos ha hecho aconsejable su exclusión. Sin embargo, tal como han sido formulados los modelos de producción energética, podrían ser incorporados a nuestro esquema general de análisis. Por otra parte, creemos interesante analizar las implicaciones para el crecimiento económico español del actual estado de las «artes energéticas».

2. ALGUNOS RESULTADOS

Empecemos por responder a la primera de las preguntas antes citadas.

En lo que se refiere al sector eléctrico, la respuesta depende de la evolución de los precios de la energía primaria. Si estos precios crecen en términos rea-

les siguiendo una senda acelerada (1), el programa tiene cierta especialización nuclear: agota las posibilidades hidroeléctricas, instala potencia térmica destinada fundamentalmente a utilizar carbón nacional y el resto de las necesidades de potencia las cubre con centrales nucleares. La generación de electricidad a partir del fuel-oil térmico se reduce drásticamente, pero sigue produciéndose una pequeña proporción de electricidad mediante este combustible debido a las complementariedades existentes entre los sectores eléctrico y de refino (2).

Por el contrario, si los precios de la energía primaria se mantienen relativamente estables en términos reales, el programa diversifica bastante. Además de la potencia hidroeléctrica y nuclear, instala potencia térmica que utiliza tanto carbón nacional como importado.

Estos dos casos se han resuelto en un contexto macroeconómico en el que el programa eléctrico compite con otros sectores (energéticos y no energéticos) por un recurso escaso como son las divisas. Si, alternativamente, se resuelve el programa eléctrico aisladamente, imponiendo como función objetivo la minimización de los costes de inversión y de explotación del sistema eléctrico, el programa óptimo resultante tiende a instalar, sobre todo, potencia térmica de carbón. Y esto es así aunque se suponga que los precios de la energía primaria siguen la senda acelerada del primero de los escenarios anteriores.

El programa del sector refino contiene inversión en toda una serie de unidades de transformación. Aquellas en las que

las unidades son más importantes (en capacidad) son: destilación en vacío, hidrosulfuración del destilado en vacío, unidades de *cracking* y unidades de viscorreducción. El volumen de algunas inversiones es sensible a la calidad de los crudos.

Respondiendo a la segunda de las preguntas mencionadas en la introducción, podemos completar la respuesta anterior acerca del programa eléctrico: si en el contexto del primero de los escenarios discutidos, en el que los precios de la energía primaria tienen una senda acelerada, se impone una moratoria nuclear, consistente en la prohibición de instalar más centrales nucleares de las que estaban en avanzado estado de construcción en 1978 —lo que supone instalar 6,555 Gw. de potencia nuclear—, el crecimiento potencial de la economía española apenas sufre disminución. Concretamente, cuando se impone la moratoria, el consumo agregado en el año 2002 es un 98 por 100 del consumo en ese mismo año cuando no se impone la moratoria. Naturalmente, la configuración del sector eléctrico en este caso es radicalmente diferente de la anterior: las inversiones más cuantiosas se realizan en térmicas de carbón, que utilizan combustible nacional e importado.

En este punto convendría comentar con algún detalle los datos que están detrás de estos resultados. Tales comentarios se van a realizar a nivel intuitivo y, aunque supone tratar estos datos con un rigor notablemente inferior del que proporciona la metodología empleada, van a ayudar a comprender mejor los resultados obtenidos.

Los datos utilizados sobre los costes de la producción termoeléctrica vienen a implicar (3) que el coste del Kwh. nuclear es ligeramente más caro (un 4 por 100) que el Kwh. generado a partir del carbón importado (4). La generación de un Kwh. utilizando carbón nacional (antracita y hulla) tiene un coste un 7 por 100 más caro que el generado a partir de carbón importado. Por lo que parece razonable que la térmica tradicional que utiliza carbón importado sea la elegida si consideramos el programa eléctrico de forma aislada.

Si en cambio penalizamos, multiplicando por 3 (5), el valor de cualquier *input* importado (ya sea de capital o combustible), el Kwh. nuclear será un 16 por 100 más barato que el generado a partir del carbón importado. En este caso, el más eficiente será el que utiliza carbón nacional como combustible. Pero la posibilidad de expandir la producción eléctrica con esta técnica está limitada por las disponibilidades de carbón nacional. Por eso, al integrar el programa eléctrico con el resto de la economía, éste muestra una especialización nuclear.

En cuanto a la escasa incidencia de la moratoria nuclear sobre el crecimiento potencial de la economía, una explicación intuitiva es la siguiente: suponiendo que la inversión en las centrales nucleares tiene un contenido de importaciones del 30 por 100, mientras que en las térmicas de carbón este porcentaje es del 15 por 100, y que el combustible nuclear genera unas necesidades de divisas del 100 por 100 de su valor, la diferencia entre el contenido de divisas del Kwh. nuclear y del Kwh. generado a partir del carbón im-

portado es de 75 céntimos (a pesetas de 1980). Si en una fecha futura hay que producir 160.000 Gwh., de los cuales un 60 por 100 se produce mediante hidroelectricidad y centrales térmicas que utilizan carbón nacional, y se supone funcionan 5.000 horas los 6,555 Gw. de potencia nuclear instalados antes de la moratoria, la diferencia en divisas (a pesetas de 1980) de producir el resto con potencia nuclear o potencia térmica utilizadora de carbón importado es de 23.300 millones de pesetas. Un 0,8 por 100 del total de las importaciones de 1980. No es de extrañar, por tanto, que por muy grande que sea la valoración —o penalización— que haya que hacer de la utilización de recursos importados, el impacto contractivo de obligar mediante la moratoria a producir electricidad con una técnica más utilizadora de divisas sea muy pequeño (6 y 7).

De esta forma queda intuitivamente explicada la respuesta a las dos primeras preguntas con las que hemos empezado este artículo.

La respuesta a la tercera pregunta permite valorar las consecuencias de distintos ritmos de sustitución y ahorro energéticos. Los resultados son muy concluyentes. Tanto el crecimiento potencial de la economía española como la configuración de los sectores de transformación energética son enormemente sensibles a la intensidad de los procesos de ahorro de energía.

Para comprobarlo, comparemos varios escenarios. Por un lado, consideremos uno en el que las demandas de los distintos productos energéticos por parte de los sectores produc-

tivos (agrícola, industrial, transporte y servicios) tienen todas ellas una elasticidad-producto unitaria y una elasticidad-precio despreciable y en el que sólo se producen los siguientes procesos de sustitución y ahorro: *a)* la eliminación del fuel-oil en la generación de electricidad (8); *b)* la sustitución de fuel-oil por carbón en la producción de cemento; *c)* un ritmo moderado y desacelerado en el consumo de gasolina-auto, y *d)* la implementación de las medidas puntuales de ahorro energético en la industria contempladas en la investigación del Centro de Estudios de la Energía dirigida por F. Alegría.

Por otro lado, consideremos otro escenario en el que, junto a los procesos *a)-d)*, los consumos *unitarios* de *inputs* energéticos disminuyen a tasas que oscilan, según el sector demandante y el *input* de que se trate, entre un 1 y un 2,5 por 100 anual. La disminución de los coeficientes de consumos unitarios se debe tanto a efectos precio —estamos en el escenario en el que los precios de la energía siguen una senda acelerada— como al hecho de que las elasticidades-producto de algunos *inputs* energéticos son menores que la unidad.

Pues bien, el crecimiento potencial de la economía en el primer escenario es considerablemente inferior que en el segundo. Concretamente, el consumo agregado en el último período es en el primer escenario el 82 por 100 del consumo agregado en el mismo período del segundo escenario. También hay diferencias considerables en el programa de inversiones del sector refino: en el primer escenario la demanda de productos petrolíferos se reduce en los

primeros períodos, pero luego aumenta (incluso el consumo de fuel-oil). Luego el volumen y la estructura de las inversiones en la industria refinera son diferentes en este escenario que en el anterior, llegando incluso a tener que ampliar al final del siglo la capacidad de destilación atmosférica.

Si comparamos el segundo escenario recién discutido con otro en el que se supone que los efectos precio son nulos, pero los coeficientes de consumos unitarios varían porque las elasticidades-producto son distintas de la unidad (la mayoría son menores que uno), resulta que el consumo en el último período es, en este tercer escenario, un 91 por 100 del que era en el último período del escenario anterior. La merma de crecimiento por la ausencia de efectos precio es apreciable.

Hay que hacer notar que las diferencias que acabamos de discutir se obtienen en un contexto de elevaciones de precios de la energía primaria mayores que las que hoy pensamos que se van a producir. Pero dado que: *a)* incluso a los precios hoy vigentes el consumo de energía en nuestro país sigue siendo excesivo, y *b)* por poco que se recupere la actividad económica mundial, a más tardar a principios de la próxima década, se van a volver a producir elevaciones en los precios de la energía primaria, la conclusión de los ejercicios que acabamos de comentar —a saber, la importancia de una política de conservación energética— es perfectamente válida.

Pasando ahora a responder la cuarta de las preguntas con las que empezábamos este artículo, diremos que la evolución

de los precios energéticos afecta de forma considerable al crecimiento potencial de la economía y a la configuración de los sectores transformadores de energía. Incluso cuando se reconoce explícitamente la existencia de elasticidades-precio significativas.

Se han comparado dos escenarios a los que ya hemos hecho referencia al discutir las características del programa eléctrico: uno, que se está utilizando en toda la investigación como escenario básico, en el que los precios de energía primaria crecen, *en términos reales*, de forma acelerada. Por ejemplo, los crudos empiezan a crecer, a partir de su nivel de 1980, a un 3 por 100 anual y terminan (durante el último quinquenio) haciéndolo a un 9 por 100 anual (9). Otro escenario en el que los precios de la energía en términos reales se mantienen estables hasta 1990 y crecen lentamente a partir de entonces. Concretamente el crudo, un 2 por 100 durante los primeros cinco años siguientes a 1990 y un 4 por 100 en el resto.

Pues bien, la estabilización relativa de los precios de la energía tiene efectos considerables sobre el crecimiento potencial de la economía: el consumo en el período terminal es un 14 por 100 superior en el escenario de relativa estabilidad de los precios que en el escenario de crecimiento más rápido. Si no se reconocen efectos precio, esta diferencia puede ponerse en más de un 20 por 100.

Como ya vimos al responder la primera de las preguntas, la configuración del sector eléctrico también se ve alterada por la distinta evolución de los precios de la energía. El sector eléctrico

pasa de una clara especialización nuclear, cuando los precios crecen a ritmos acelerados, a una situación de diversificación cuando los precios se mantienen relativamente estables. El sector refino también se ve alterado en la medida en que el consumo de productos petrolíferos aumenta considerablemente en el escenario de relativa estabilidad de precios. Y esto por dos causas: *a)* las elasticidades-precio de las demandas de productos petrolíferos son significativas, y *b)* la escala de los sectores productivos crece más rápidamente cuando los precios energéticos se elevan menos.

Hay dos mecanismos por los que en nuestro análisis las variaciones en la senda de crecimiento de los precios afectan al crecimiento económico potencial. En primer lugar, porque los precios energéticos alteran de forma notable la disponibilidad del recurso más limitativo para el crecimiento sostenido de nuestra economía: las divisas. En segundo lugar, porque un mayor (menor) precio de la energía primaria importada reduce (aumenta) la renta asociada a un mismo esfuerzo productivo.

3. LA DEMANDA DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS

De lo discutido se desprende la importancia de la evolución de la demanda de productos energéticos, tanto para las características de los programas de inversiones y de producción como para las consecuencias macroeconómicas de las distintas alternativas energéticas

Es, por tanto, fundamental profundizar en el estudio de la

demanda energética. La investigación que estamos llevando a cabo permite, por el momento, establecer las siguientes características de la demanda de energía:

1. El consumo (bruto) total de energía primaria tiene una senda fuertemente creciente, excepto en 1975 y 1980, años en los que experimenta una leve reducción. La relación energía primaria/PIB aparece reflejada en el gráfico 1. De ella hay que resaltar: *a)* Tiene una senda creciente, con importantes reducciones en 1975 y 1980. *b)* Excepto en 1975, esta relación

toma durante los años posteriores a la «crisis energética» un valor superior al que tenía en 1973. *c)* Se observa cierto cambio de tendencia en 1973. Este cambio se hace más evidente si se refleja la relación que estamos comentando desde principios de los sesenta.

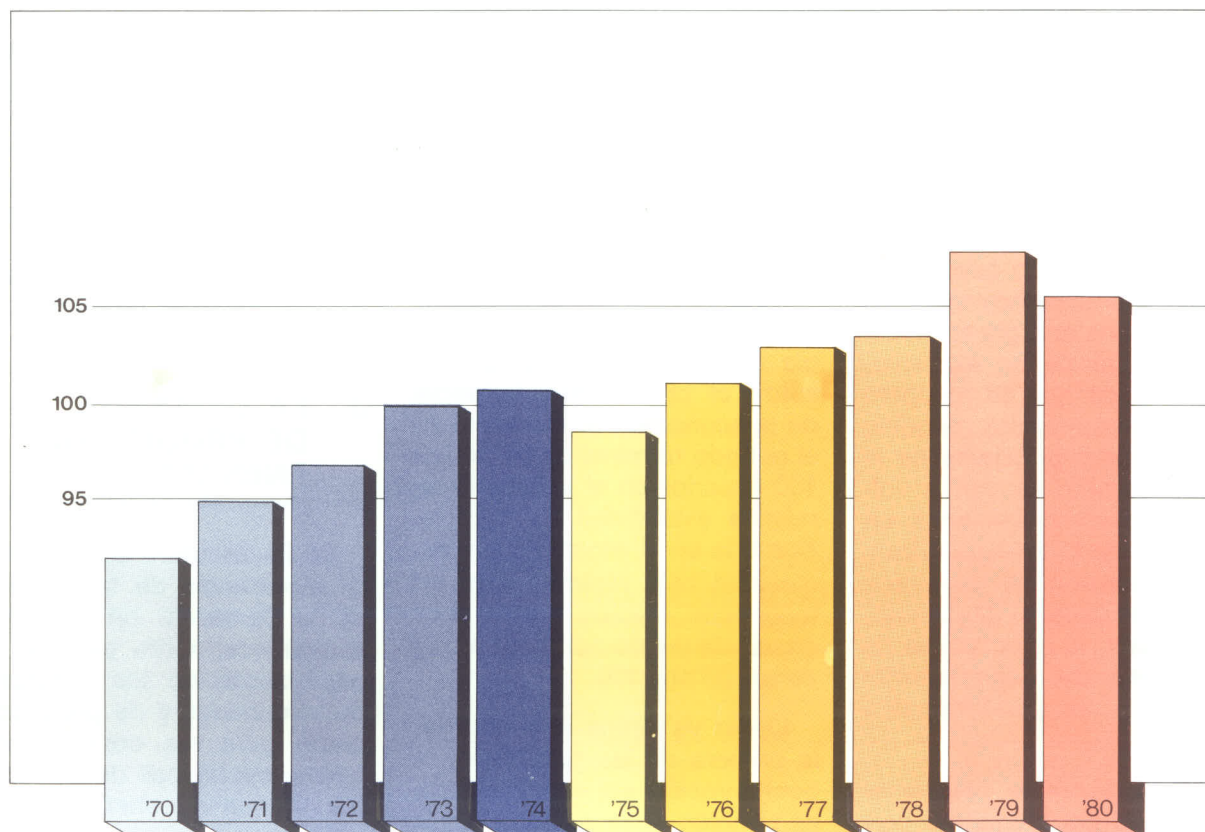
Los puntos *a)* y *b)* ponen de manifiesto un comportamiento singular de la demanda energética en nuestro país, una de cuyas causas es, sin duda, la errónea política de precios energéticos. En la media de los países pertenecientes a la OCDE (y de los pertenecientes a la

Agencia Internacional de la Energía) esta relación cayó a partir de 1973 y en ningún año posterior volvió a tomar el valor de este año inicial.

2. La composición de la demanda energética final en nuestro país tiene notables diferencias con la de los países de la CEE. Tanto la composición por grandes demandantes como la composición por tipo de productos energéticos tiene marcadas diferencias con el consumo energético de la comunidad.

Respecto al primer aspecto, en nuestro país tiene un peso

GRAFICO 1
RELACION ENERGIA PRIMARIA/PIB (1973 = 100)



muy alto la demanda final de la industria y de los transportes y un peso notablemente bajo la del sector residencial. Respecto al segundo aspecto, hay que resaltar el relativamente alto peso que tiene la electricidad en la demanda final española y el reducido peso de los gases (pese al desmesurado uso doméstico de gases licuados del petróleo).

Por otra parte, en el consumo energético de la industria (el mayor demandante de energía) tiene un peso específico enorme el fuel-oil. Notablemente superior al de los países de la CEE.

3. Los consumos unitarios de los derivados del petróleo tienen un perfil temporal, durante la década de los setenta, diferente según el producto de que se trate. El consumo unitario de gasolina-auto [gráfico 2, (a)] es marcadamente creciente, reduciéndose exclusivamente los dos años (1974 y 1980) en los que el precio de la gasolina en términos reales creció de forma significativa —como puede apreciarse en el gráfico 2, (b).

El consumo unitario del fuel-oil industrial [gráfico 3, (a)] tiene un comportamiento bastante estable si exceptuamos 1974. Las oscilaciones en el resto de los años —subida en 1973 y caídas en 1975 y 1980 principalmente— coinciden con variaciones sustanciales de los precios [gráfico 3, (b)] —caída en 1973 y elevaciones en 1975 y 1980. El año 1974 representa un caso atípico que luego trataremos de explicar (10).

El perfil temporal del consumo unitario del gasóleo-automoción [gráfico 4, (a)] presenta oscilaciones relativamente pequeñas, y en ningún caso puede afirmarse que siga una senda

claramente creciente. Por otra parte, la evolución de este consumo unitario es menos clara que la de los anteriores.

4. En un análisis econométrico de la demanda de los principales derivados del petróleo para el período 1964-80, se encuentran elasticidades (marginales) (11) de demanda respecto al precio significativas. Concretamente, la gasolina parece tener una elasticidad-precio (marginal) de $-0,32$ y el fuel-oil industrial de $-0,18$ (12).

5. Se han obtenido elasticidades-escala (también *marginales*) de la demanda de los derivados del petróleo, que varían según los productos de los que se trate. Resulta mayor que uno (1,3) la elasticidad-gasto de la demanda de gasolina y menor que uno (0,85) la elasticidad-producto de la demanda de fuel-oil por la industria. El que una elasticidad marginal sea menor que uno, no quiere decir que la elasticidad media sea necesariamente menor que uno, pero de ser mayor que uno estaría decreciendo (13).

6. La evolución del consumo unitario de electricidad en la industria tiene un perfil creciente [gráfico 5, (a)]. Parece tener dos cambios de tendencia: uno a partir de 1974 y otro a partir de 1979.

El precio de la electricidad industrial en términos reales decrece excepto en los años 1975, 1976 y 1980 [gráfico 5, (b)].

La elasticidad-producto (marginal) de la demanda industrial de electricidad que se ha estimado es menor que la unidad (0,7). No se encuentran efectos precio significativos.

En la estimación de la demanda residencial de electrici-

dad no se encuentran significativas ni la variable escala (el consumo) ni los precios.

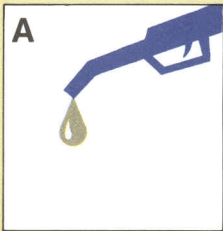
4. ALGO SOBRE LA METODOLOGIA EMPLEADA

Los ejercicios de planificación energética que hemos comentado se han realizado en el marco de un modelo de programación lineal que integra los siguientes submodelos: un submodelo de inversión y producción del sector eléctrico, un submodelo de inversión y producción del sector refino, un submodelo de crecimiento de la economía no energética en el que ésta aparece desagregada en 12 sectores, y un submodelo de demanda energética.

Merecen subrayarse las interrelaciones existentes entre los submodelos, que son sintetizadas en el esquema 1.

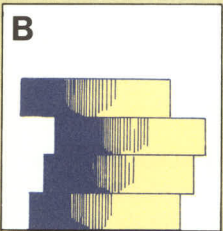
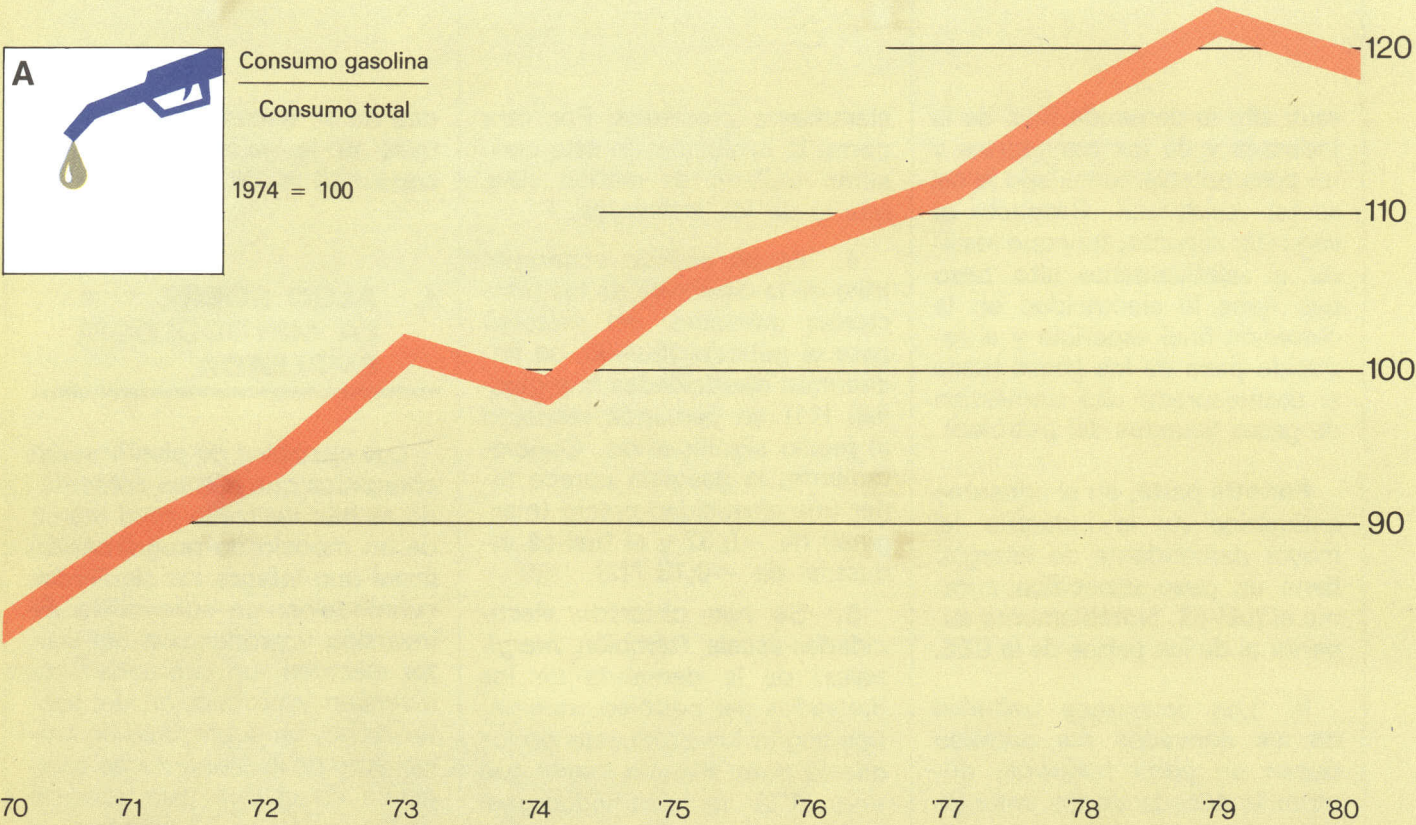
El modelo multisectorial de la economía no energética, además de establecer relaciones entre los 12 sectores productivos en los que aparece desagregada, y entre éstos y el consumo final, genera las variables escala del submodelo de demanda energética y suministra a los subsectores energéticos bienes de capital para expandir su capacidad. Por otra parte, los sectores no energéticos que generan divisas a través de las exportaciones (incluido el turismo) compiten con los sectores energéticos en la obtención de medios de pago extranjeros para adquirir *inputs* importados, tanto corrientes como de capital. También compiten por las reservas (escasas) de carbón nacional.

GRAFICO 2



Consumo gasolina
Consumo total

1974 = 100



Precio gasolina
Deflactor consumo

1970 = 100

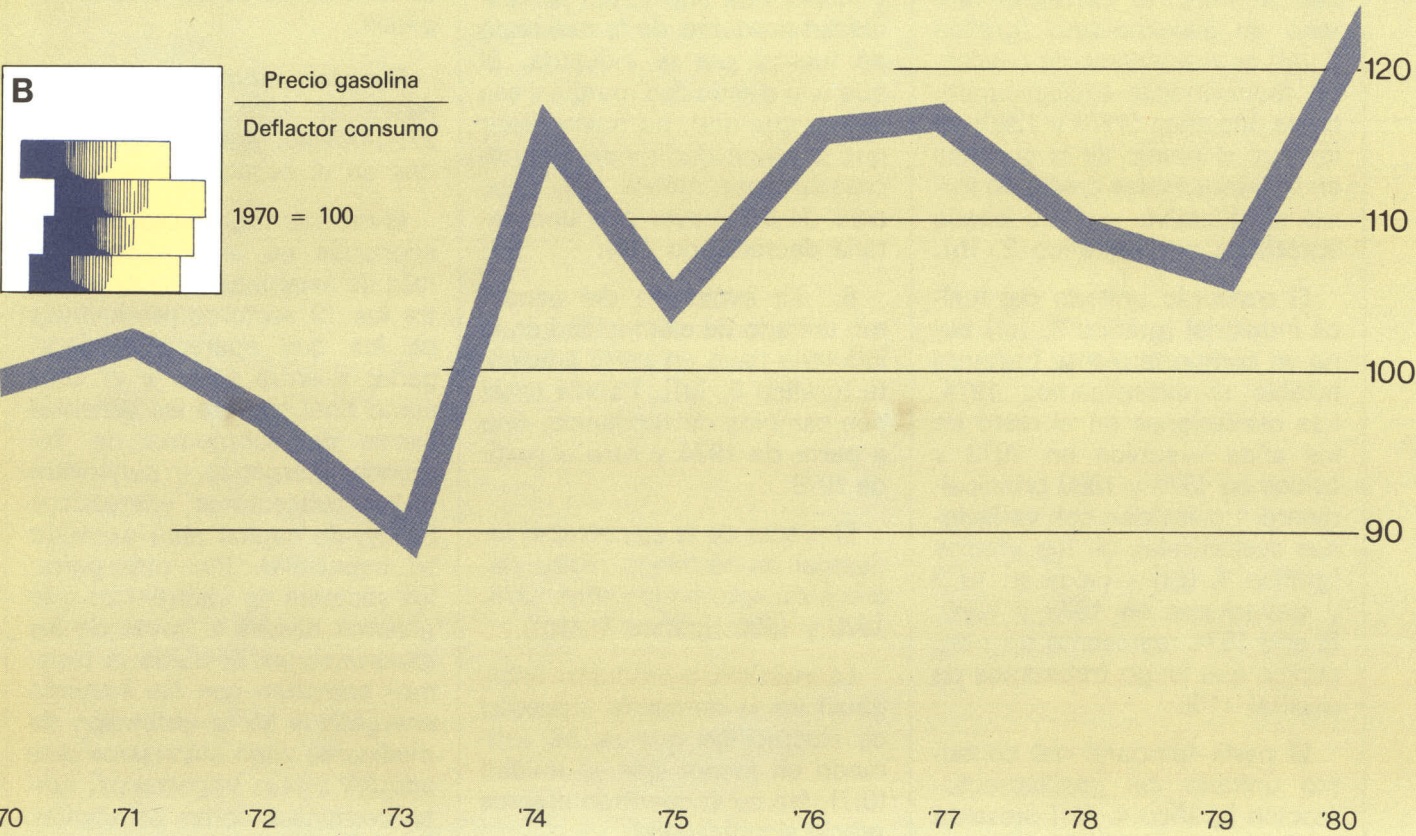


GRAFICO 3

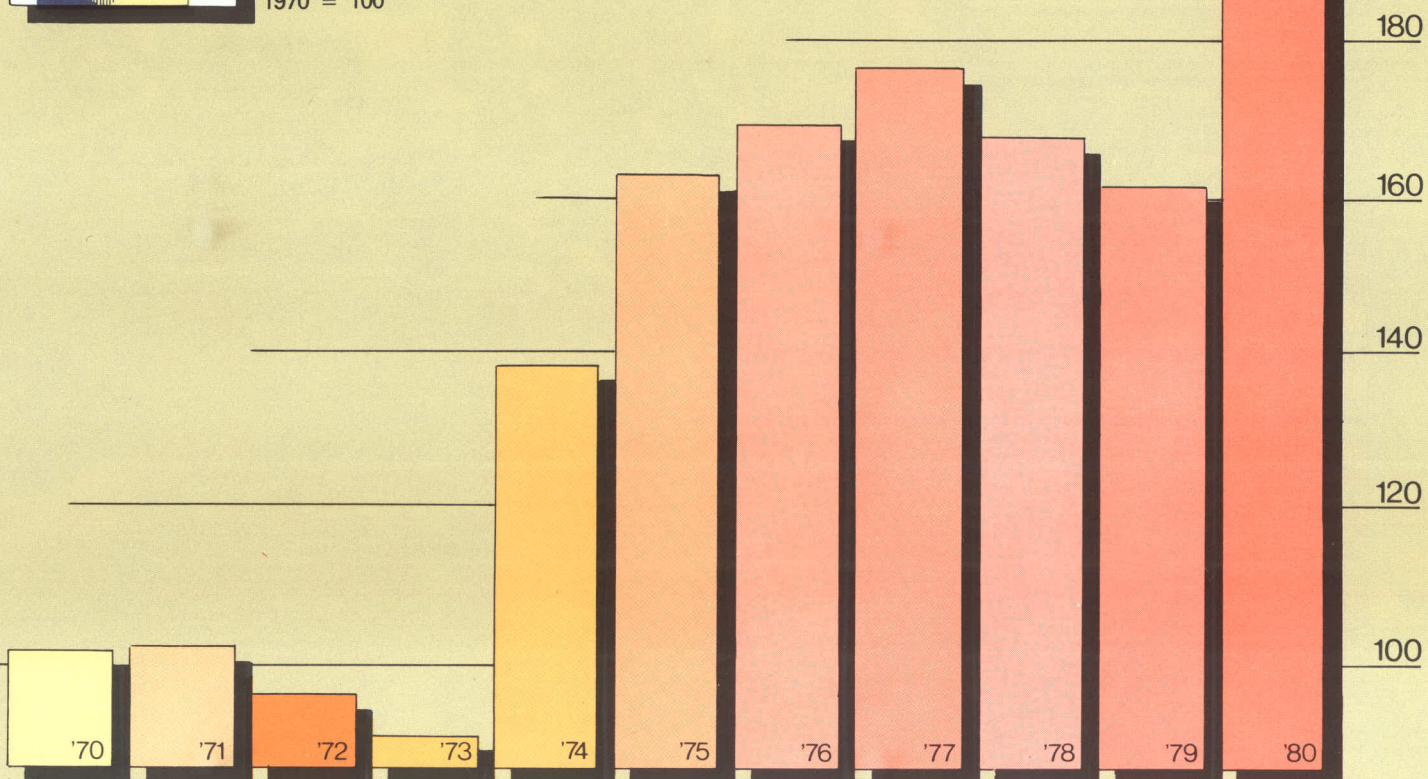
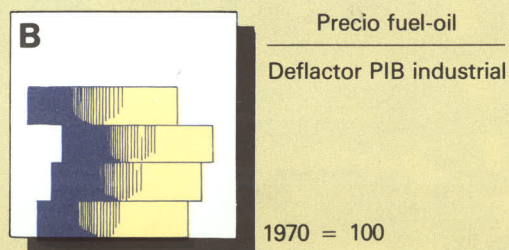
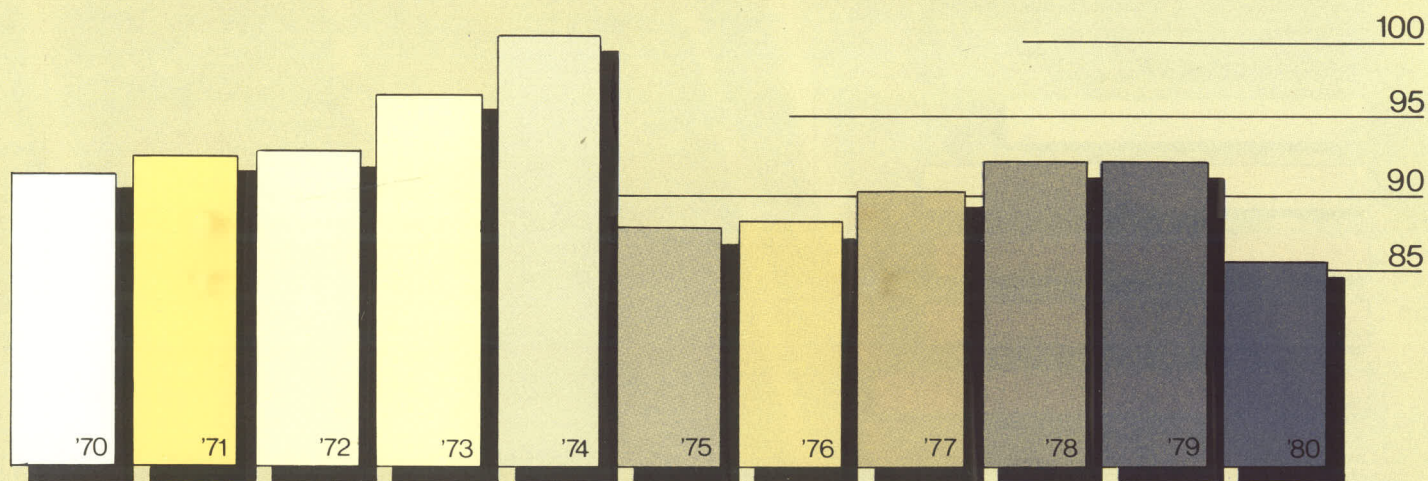
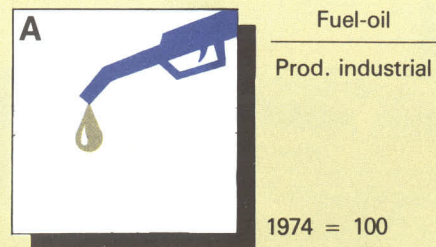
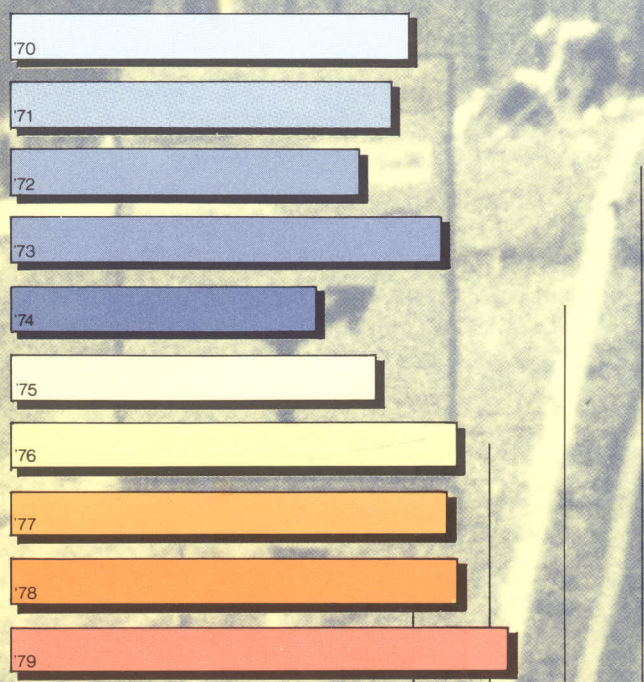


GRAFICO 4

A Gasoleo automoción
PIB transporte 1979 = 100



B Precio gasóleo
Deflactor transporte

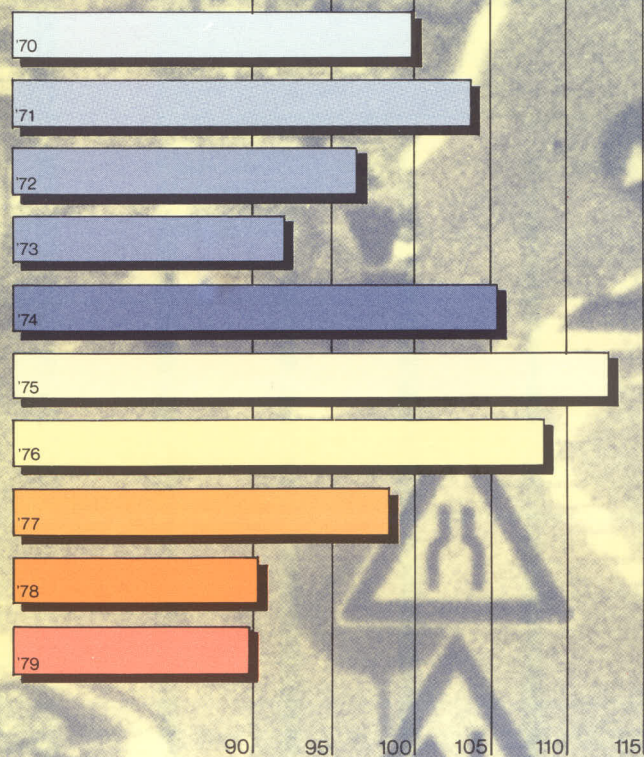
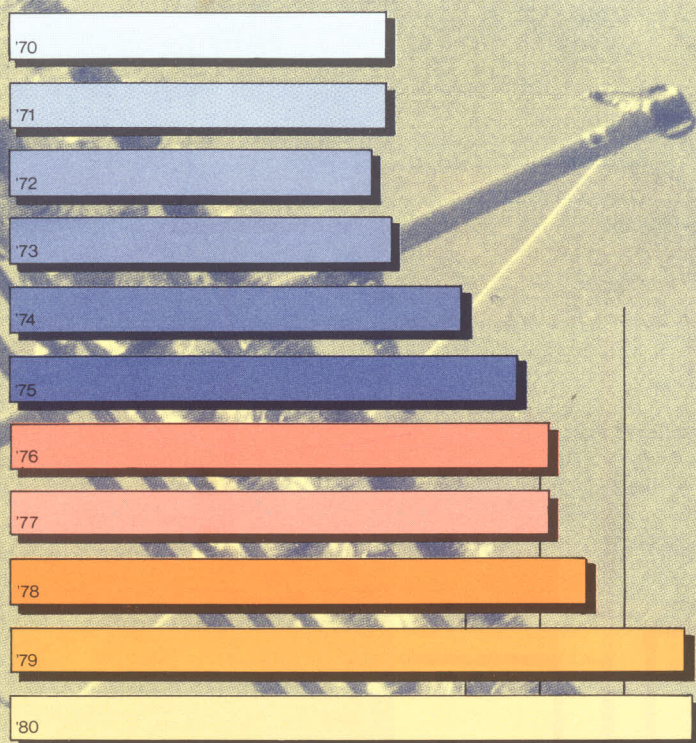


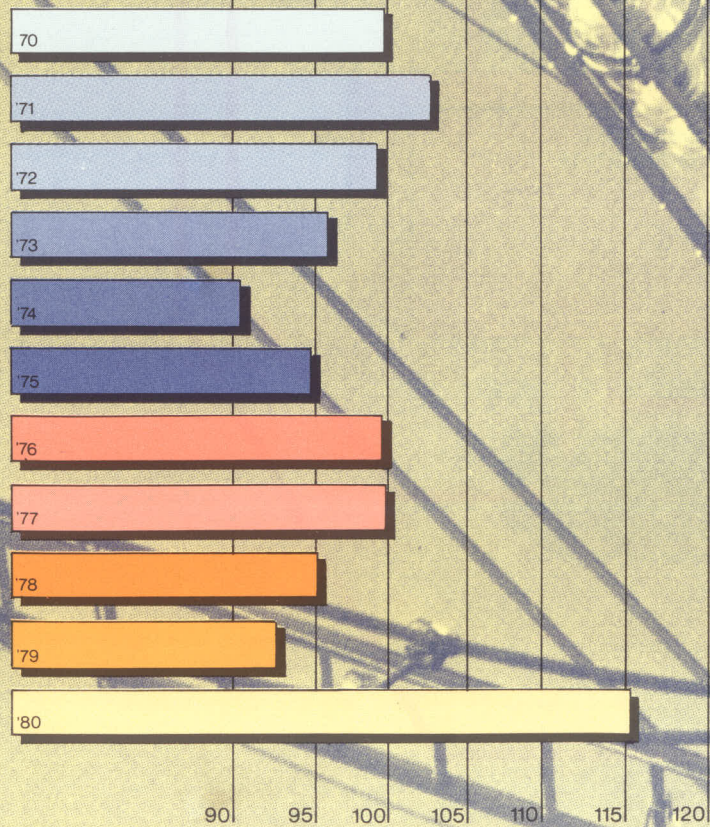
GRAFICO 5

A
Electricidad
PIB industrial

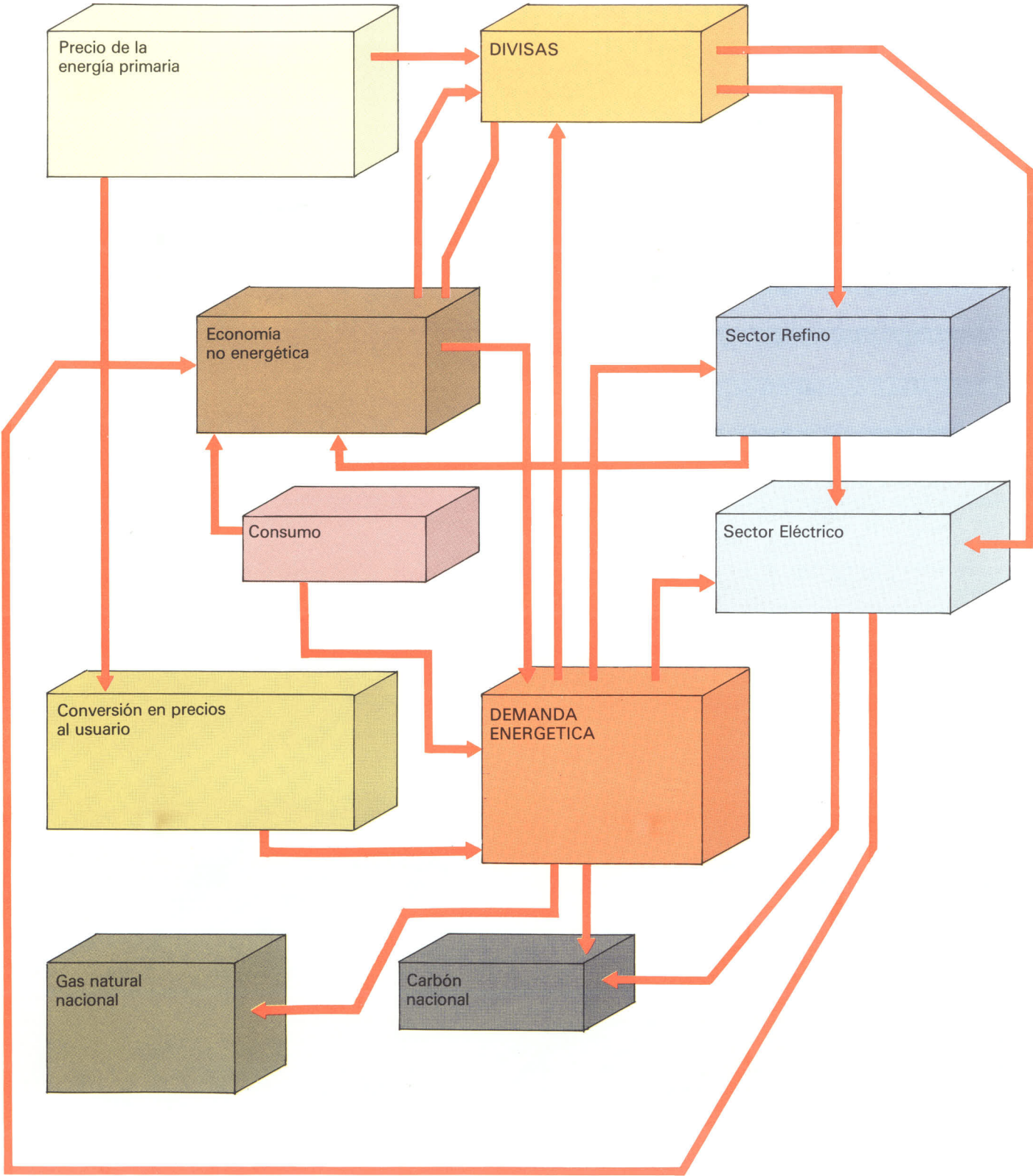
1970 = 100



B
Precio electricidad
Deflactor PIB industrial



ESQUEMA 1



El submodelo eléctrico tiene que suministrar *inputs* tanto a los sectores productivos no energéticos como al consumo final. La cuantía de los mismos se determina en el submodelo de demanda energética. Obtiene bienes de capital de los sectores no energéticos y fuel-oil (si así lo decide endógenamente) del subsector refino. Compite con el sector refino y con los sectores no energéticos por las divisas para importar *inputs* de capital y corrientes (carbón y combustibles radiactivos). Asimismo compite con algunos sectores no energéticos en la demanda de carbón nacional.

El submodelo del refino tiene que suministrar *inputs* a los sectores no energéticos, al consumo final y, en su caso, al submodelo eléctrico. Obtiene bienes y servicios de capital de los sectores no energéticos y compite con éstos y con el sector eléctrico por las divisas necesarias para la importación de crudos y de bienes de capital extranjeros.

El submodelo de demanda energética determina la cantidad de los distintos *inputs* energéticos que tienen que ser suministrados por los subsectores de transformación energética, por las disponibilidades de recursos energéticos nacionales y, en su caso, por el sector exterior (gas natural y carbón importados). Toma como *inputs* las variables escala generadas por el modelo de la economía no energética y los precios estimados a partir de los supuestos básicos sobre la evolución de los precios de la energía primaria.

5. CONCLUSIONES

Las conclusiones más importantes que pueden derivarse de las investigaciones realizadas son las siguientes:

1) La política energética en nuestro país debe tener como ingrediente fundamental una decidida política de demanda que intensifique los procesos de sustitución y ahorro energéticos.

El problema energético de nuestro país reside en que estamos consumiendo una cantidad excesiva de un recurso que en 1981 fue responsable del 42 por 100 de nuestras importaciones. Además, estamos manteniendo una estructura de oferta altamente vulnerable a futuras alzas del precio de determinadas energías. Por tanto, junto a la tarea de reestructurar la oferta —en la que normalmente se pone el énfasis— debe fijarse el objetivo de reducir y reorientar la demanda.

Para ello es necesario, en primer lugar, como *condición necesaria*, llevar una política de precios energéticos en la que éstos reflejen el coste real de obtener cada forma de energía. Como es sabido, hasta 1979 la política de precios fue disparatada. A partir de 1980 las cosas mejoraron. Se tendió a repercutir al usuario las variaciones en el coste de la energía primaria. Pero se sigue subvencionando productos importantes como el fuel-oil y la energía eléctrica de alta tensión.

¿Cómo se deben fijar los precios para que reflejen el coste real e incentiven un volumen de consumo adecuado? En principio, la norma general es que el precio de cada producto refleje el coste marginal social de su

obtención. En muchos casos existe la necesidad de introducir correcciones debido a la presencia de distorsiones de diversos tipos que hacen que la regla del coste marginal social no sea óptima. Pero en lo que sigue vamos a ignorar tal necesidad.

Si por el momento nos centramos en la determinación del precio de un derivado del petróleo: ¿El coste, en moneda nacional, de obtener una unidad de ese derivado del petróleo (crudo + coste de refino + coste de distribución), es su coste marginal social? La respuesta es no. Fijar el precio igual al coste de obtención sería, en el caso de un producto tan importante como el fuel-oil, un avance respecto a la práctica actual. Todavía hoy se sigue subvencionando el fuel-oil industrial (el precio al usuario es un 88 por 100 del precio ex-refinería). Y según el Plan Estratégico del INH se propone seguir subvencionándolo.

Pero incluso si tal subvención cesara, el coste marginal social del fuel-oil (y de todos los derivados del petróleo) está por encima del coste medio de obtención del fuel-oil.

Hay varias razones para ello. La más importante es que el coste para la economía en su conjunto (en este sentido estamos empleando el término social) de importar una unidad adicional de petróleo es mayor que el precio internacional del mismo, pues dado el peso de las compras de petróleo en el total de las importaciones, y dado el grado en que el desequilibrio del sector exterior limita nuestras posibilidades de crecimiento, una compra adicional de petróleo reduce nuestra renta real —al deteriorar nuestra relación real de intercambio—

y limita nuestro crecimiento potencial. Esto es lo que pretende reflejar el precio sombra de las divisas al que nos referíamos antes.

Aceptemos que la corrección que hay que hacer al precio de la energía importada para reflejar su coste marginal social sea del 50 por 100 (14). En ese caso los precios de los derivados del petróleo deberían ser igual al precio ex-refinería (calculado al coste de reposición y teniendo en cuenta el precio en pesetas de los crudos) + el coste de distribución, todo ello multiplicado por 1,5.

Esta forma de determinar los precios de los derivados del petróleo, que se estima adecuada por motivos de eficiencia económica, produciría un aumento no despreciable en los ingresos fiscales y, por tanto, contribuiría a reducir el déficit público. A título indicativo, a los precios y cantidades consumidas en 1981, y suponiendo una elasticidad precio de $-0,5$ en la demanda del fuel-oil y de $-0,25$ en la de los gasóleos, la fijación de un impuesto del 50 por 100 sobre el consumo de estos productos petrolíferos (lo que en el caso del gasóleo automoción sólo supone una elevación del 10 por 100 del precio) generaría unos ingresos fiscales adicionales de unos 100.000 millones de pesetas.

En el terreno de las tarifas eléctricas la regla del coste marginal social tampoco se cumple. En este caso la deficiencia se deriva no solamente de que no se tiene en cuenta el coste marginal del combustible importado, sino además de que: a) actualmente en el sector eléctrico el coste medio de producir un Kwh. es menor que el

coste de disponer de un Kwh. adicional. Y es este coste marginal el que debe utilizarse como base para fijar el precio de la electricidad. b) El sistema actual de tarifas eléctricas sigue penalizando el consumo doméstico de electricidad y subvencionando el industrial.

En cuanto a los precios del carbón, si nos mantenemos dentro de la lógica de la eficiencia económica, deberían fijarse multiplicando el precio del carbón importado en puerto español (pesetas por tec) por 1,5. Si se quieren introducir consideraciones distributivas habrá que hacerlo de forma explícita y demostrar convincentemente que el efecto distributivo que se genera no se puede generar de una forma más barata por un mecanismo alternativo.

Sería muy conveniente establecer un calendario de adaptación de los precios de los distintos productos energéticos a sus niveles óptimos. De forma que en una fecha futura —digamos no más tarde de 1990— estos precios reflejaran el coste real (marginal) en el que la economía incurre para suministrar cada producto.

La pregunta que surge inmediatamente es si los precios fijados de esta forma serán capaces, por sí solos, de generar la cantidad óptima de conservación energética. La respuesta es que sí, siempre que: a) los agentes económicos utilizadores de energía tengan una información completa, b) los mercados de capitales sean perfectos, c) los agentes económicos sean minimizadores de costes. Pero hay razones para suponer que ninguno de estos supuestos se cumplen estrictamente en nues-

tra economía —ni en ninguna otra.

Por consiguiente, la política de precios debería ir acompañada de otras medidas que eliminaran las imperfecciones que acabamos de discutir.

Las medidas posibles son de muy diversa índole. Por un lado, medidas financieras que pongan a disposición de los usuarios de energía fondos a tipos de interés adecuados para financiar proyectos de conversión energética que sean rentables a los precios vigentes.

Por otro lado, medidas que mejoren la información sobre alternativas de usos energéticos. Pueden ser de muy diferente tipo: auditorías energéticas; medidas que reduzcan la incertidumbre de los agentes acerca de la viabilidad de un proceso o equipo más eficiente en el uso de energía; etiquetas que expliciten las características energéticas de los bienes de consumo duradero; financiación de la construcción y de la evaluación de prototipos; fijación de *standards* mínimos, etc.

Es necesario, finalmente, profundizar en la definición de las posibilidades de ahorro rentables a los precios vigentes (actuales y esperados), en cada uno de los sectores. Una fijación correcta de los precios energéticos haría rentables cambios en los procesos productivos (ahorros térmicos, cogeneración de electricidad y vapor, mejoras en la eficacia de motores, etc.), que de realizarse mejorarían la eficiencia de nuestro consumo energético.

2) El programa eléctrico contenido en las distintas versiones del PEN está sobredimensionado. Por otra parte, el énfasis

en la opción nuclear no tiene una clara justificación. No la tenía, al menos no de una forma concluyente, con los datos utilizados en la investigación que hemos resumido en la primera parte de este artículo. La tiene menos ahora con la elevación en los costes de construcción y con las dificultades de funcionamiento de las centrales existentes que elevan considerablemente los costes medios.

El limitar el programa nuclear a las centrales que están hoy en *avanzado* estado de construcción parece la política más adecuada. Dada la menor necesidad de potencia, esta política implicaría un grado importante de diversificación en la oferta eléctrica.

Por otra parte, para terminar las conclusiones referentes al sector eléctrico, hay que hacer notar que el ritmo al que deben cerrarse las centrales térmicas de fuel-oil —o, en su caso, transformarlas en térmicas de carbón— dependerá de la evolución de la demanda de productos petrolíferos pesados y del ritmo al que se reestructure la industria del refino.

3) En cuanto al sector refino, parece necesario llevar a cabo la reestructuración del sector, ampliando la capacidad de destilación en vacío y desarrollando unidades de transformación que hagan más rico en productos ligeros el *output* de las refinerías. Pero probablemente convendría ser cautelosos en estos planes de reestructuración, ligando la realización de los mismos a la política de demanda que se siga y a cómo evolucione el mercado mundial de los distintos productos petrolíferos.

4) Aunque se ha investigado poco esta cuestión, resulta bastante evidente que la magnitud del problema energético es altamente sensible al grado en el cual se desarrolla la oferta nacional de energía primaria (15). Todo parece indicar, por tanto, que existe un alto margen en el que la inversión en prospección de hidrocarburos es altamente eficiente. Así como las inversiones en ampliación y abaratamiento de las reservas nacionales de carbón.

Quisiera finalizar expresando un convencimiento al que se llega tras haber estudiado los problemas energéticos de nuestro país y su relación con las posibilidades de crecimiento económico: la ordenación —tanto por el lado de la oferta como de la demanda— del sector energético es condición necesaria para superar la crisis de nuestro sistema productivo, pero difícilmente puede aceptarse que sea una condición suficiente.

NOTAS

(1) El supuesto básico utilizado implica un crecimiento medio del precio de los crudos en términos reales de un 6 por 100 anual, empezando por un 3 por 100 anual y terminando por un 9 por 100.

(2) Si el proceso de ahorro y sustitución de fuel-oil en la industria es importante, aunque se acelere mucho la puesta en marcha de unidades de *cracking* en la industria del refino, puede haber disponible cierta cantidad de fuel-oil a coste marginal prácticamente nulo.

(3) Los gastos se refieren a centrales que empiezan a construirse en 1978 y se refiere a Kwh. producido en el primer año de funcionamiento de cada central. En la metodología de datos utilizada se tiene en cuenta el distinto coste según el momento en el que empieza a construirse la central —en el caso nuclear— y según el momento en el que es importado el carbón —en el caso tradicional.

(4) Se supone, para esta comparación, que ambos tipos de centrales están en funcionamiento 5.500 horas anuales. En ambos casos se ha hecho abstracción de los costes de explotación. Un menor número de horas de funcionamiento de una central aumentará, obviamente, el coste del Kwh. Pero lo hará más en el caso del Kwh. nuclear.

(5) Que es el «precio sombra» de las divisas implícito en nuestro análisis. Se obtiene de la solución dual del programa.

(6) Si el contenido de divisas del combustible radiactivo fuera sólo de un 70 por

100 (en vez del 100 por 100) la diferencia en divisas sería de 1,05 pesetas (en vez de 0,75) y las necesidades adicionales de divisas por la moratoria serían de 32.700 millones (en vez de 23.300). Un 1,2 por 100 del valor de las importaciones de 1980 (en vez de 0,8 por 100). El impacto seguirá siendo muy pequeño. Téngase en cuenta además que el año en el que haya que suministrar 160.000 Gwh. el volumen total de importaciones será mayor (incluso en términos reales) que el de 1980. Y por tanto la proporción indicada será menor.

(7) En el escenario en el que los precios de la energía primaria se mantienen relativamente estables, la valoración de los *inputs* importados se reduce notablemente respecto al caso anterior. Pasa de alrededor de 3 (por término medio) a 1,3 (por término medio). En este caso, en los primeros periodos, el Kwh. nuclear es un 2 por 100 más barato que el generado a partir del carbón importado. Pero en los últimos periodos, dado que en este escenario se está suponiendo que los costes de inversión de las centrales nucleares crece más deprisa que el precio del carbón en términos reales, el Kwh. generado a partir de carbón importado llega a ser más barato que el Kwh. nuclear. De aquí la diversificación que se observa en este caso y que antes hemos mencionado.

(8) Esta es una decisión endógena tomada por la solución de nuestro modelo.

(9) El precio del carbón importado, por su parte, crece al principio a una tasa anual del 2 por 100 (en términos reales),

para acabar haciéndolo a un 4 por 100. Estas sendas de precios implican que si suponemos que la tasa de inflación media hasta el año 2000 fuera del 10 por 100, el crudo en ese año sería 10 veces más caro que en 1980 y el carbón 8,5 veces.

(10) Esta atipicidad también se detecta en 1974 en la demanda de fuel-oil por parte de subsectores industriales, en un análisis más desagregado que se ha realizado.

(11) Las características de los datos —están dotados de una fuerte tendencia— y las técnicas de estimación utilizadas, hace que se estimen elasticidades marginales y no medias.

(12) Hay que resaltar que estas elasticidades-precio significativas se obtienen en un contexto de ausencia total de política de conservación y ahorro energéticos.

(13) En la estimación de la demanda de gasóleo-automoción no se encuentran significativas ni la variable escala ni el precio.

(14) El precio sombra de las divisas resulta ser muy sensible a la evolución futura de los precios de la energía importada. Antes, en un contexto de fuerte aceleración de estos precios. Hablábamos de un precio sombra de 3. En un escenario de precios energéticos más estables el precio sombra de las divisas puede ser de un 1,5.

(15) La valoración «sombra» tanto de la capacidad de potencia hidroeléctrica, como de las reservas de carbón nacional, como de las disponibilidades nacionales de gas natural, es muy alta.