

LOS PRECIOS DE LA ENERGIA EN ESPAÑA

Por José Rodríguez de Pablo

Hoy más que nunca se identifica los precios de la energía con los precios del petróleo. Esto se debe al peso que los crudos tienen en el abastecimiento energético de la mayoría de los países. Pero este papel decisivo de los hidrocarburos es reciente y aún no hace veinte años era el carbón la principal fuente del abastecimiento de energía en el mundo. El rapidísimo proceso de sustitución del carbón por el petróleo como fuente energética, en los últimos veinte años, y las grandes dificultades para revertir el proceso han sido las causas fundamentales de que hoy, cuando se habla de precios de la energía, se esté pensando en la cotización internacional de los crudos.

La medida exacta de este proceso de sustitución de energías primarias y, sobre todo, de la utilización del petróleo en las nuevas necesidades se puede observar en el cuadro 1 (pág. 5) donde recogemos la evolución del consumo aparente del petróleo (producción interior + importación—exportación) de los países europeos de la OCDE, de América del Norte y Japón, junto con los mismos datos para España. Puede observarse cómo en 1960 los países europeos de la OCDE, América



JOSE RODRIGUEZ DE PABLO es Economista. Colaboró en el primer Plan Energético elaborado para el período 1975-1985. Ha escrito numerosos artículos sobre economía energética. Actualmente desempeña su labor profesional en el Ministerio de Economía y Comercio.

* BAJO la rúbrica de «Ensayo» el Boletín Informativo de la Fundación Juan March publica cada mes una colaboración original y exclusiva de un especialista sobre un aspecto de un tema general. Anteriormente fueron objeto de estos ensayos temas relativos a la Ciencia, el Lenguaje, el Arte, la Historia, la Prensa, la Biología y la Psicología. El tema desarrollado actualmente es la Energía.

En números anteriores se han publicado *Materia y energía en el universo*, por Federico Goded Echeverría, Catedrático de Tecnología Nuclear de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, de Madrid; *El petróleo en España: posibilidades, proyecciones, suministros exteriores*, por José Borrell

del Norte y Japón consumían 668,2 millones de toneladas de crudos de los que 265,6 eran importados, equivalentes al 40 por 100 aproximadamente. Quince años más tarde, en 1975, el consumo total se había multiplicado por 2,34 y ascendía a 1.563,2 millones de toneladas, de las que el 66 por 100 correspondían a petróleo importado.

Si nos fijamos en la última columna del cuadro 1 se puede observar que el consumo total de petróleo en estos quince años aumentó en casi 900 millones de toneladas (895 m. de toneladas) y de ese consumo solamente el 15 por 100 procedía de incremento de producción interior y, por tanto, el 85 por 100 del crecimiento del consumo de crudo entre 1960 y 1975 ha sido abastecido por países no pertenecientes a la OCDE o países industrializados.

Para el conjunto de la OCDE el consumo de carbón en toneladas equivalentes de petróleo (tep) descendió desde 675,4 millones de toneladas en 1960 a 658,4 m. de toneladas en 1975, equivalente a un 2,5 por 100 menos. En los países europeos de la OCDE este descenso fue mayor; de un consumo de 364,8 m. de toneladas en 1960, en 1975 solamente se utilizaron 240,7 millones de toneladas, es decir, un descenso del 33 por 100.

La importancia de los cambios relativos en el abastecimiento de energía se expresa en su verdadera magnitud si se observa que en 1960 el carbón y el petróleo participaban al 50 por 100 en el abastecimiento de energía de la OCDE, mientras que en 1975 el carbón solamente suponía el 30 por 100 del total del consumo conjunto carbón más petróleo.

EL CARBON NO PUDO COMPETIR

La rápida pérdida de participación del carbón en el abastecimiento energético mundial fue debido a diversas

Fontelles, Director de Investigación Operativa de la Compañía Española de Petróleos; *La energía solar en España*, por Federico Fúster Jaume, Jefe del Programa Solar del Instituto Nacional de Industria; *El carbón, sus posibilidades de utilización en España*, por J. R. García-Conde Ceñal, Catedrático de Combustibles de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, de Oviedo; *La energía hidráulica en España, situación actual y perspectivas*, por Alejandro del Campo Aguilera, Subdirector Técnico en Iberduero, S. A.; *La energía geotérmica en España*, por José María Fúster Casas, Catedrático de Petrología de la Universidad Complutense; *La energía nuclear y su futuro*, por Francisco Pascual Martínez, Vicepresidente y Director General de la Junta de Energía Nuclear; *Racionalización del consumo de energía: problemas españoles*, por Juan Temboury Villarejo, Director Gerente del Centro de Estudios de la Energía del Ministerio de Industria; *Posibilidades energéticas de España*, por Ramón Leónato Marsal, Director General de la Energía; *Perspectivas energéticas mundiales*, por Javier Álvarez Vara, Subdirector de Desarrollo Corporativo del Instituto Nacional de Industria; y *El gas natural en España*, por Antonio Téllez de Peralta, Director de Planificación y Desarrollo de Enagas.

circunstancias. Entre éstas, la mayor facilidad en su utilización —siempre un líquido presenta ventajas de manejo frente a un granel—, la utilización del petróleo en numerosos nuevos procesos químicos y el desarrollo vertiginoso del transporte por carretera que solamente podía consumir carburantes líquidos; éstos y otros factores contribuyeron al desplazamiento del carbón del suministro energético en un período en el que la demanda de energía ha registrado los mayores crecimientos históricos.

No obstante la importancia de las razones anteriores,

Cuadro 1.—PETROLEO CRUDO, SEMIPRODUCTOS Y DERIVADOS PETROLIFEROS

Consumo aparente por áreas geográficas

	1960 (1) (mil. ton.)	1970 (2) (mil. ton.)	1975 (3) (mil. ton.)	(3)-(1)
1) Países europeos (OCDE)				
Producción interior	14,5	22,5	22,4	+ 7,9
Importaciones	169,0	598,3	578,8	+ 409,8
Exportaciones	-1,0	-1,9	-12,2	-11,2
Consumo aparente	182,5	618,9	589,0	+ 406,5
2) Norte América				
Producción	390,1	601,4	524,3	+ 134,2
Importaciones	68,0	67,5	217,2	+ 149,2
Exportaciones	-1,5	—	-4,0	-2,5
Consumo aparente	456,6	668,9	737,5	+ 280,9
3) Japón				
Producción	0,5	0,8	0,6	+ 0,1
Importaciones	28,6	169,5	236,1	+ 207,5
Exportaciones	—	—	—	—
Consumo aparente	29,1	170,3	236,7	+ 207,6
4) Total 1)+ 2)+ 3)				
Producción interior	405,1	624,7	547,3	+ 142,2
Importaciones	265,6	835,3	1.032,1	+ 766,5
Exportaciones	-2,5	-1,9	-16,2	-13,7
Consumo aparente	668,2	1.458,1	1.563,2	+ 895,0
5) España				
Producción	—	0,2	2,0	+ 2,0
Importaciones	6,3	32,3	42,3	+ 36,0
Exportaciones	-0,2	-3,9	-0,3	-0,1
Consumo aparente	6,1	28,6	44,0	+ 37,9

como explicación de este fenómeno, hay que decir que las causas del retroceso del carbón frente al petróleo fueron básicamente económicas: el encarecimiento del coste del carbón, por un lado, y el descenso en términos reales del precio internacional de los crudos en el decenio de los 60, por otro, explican este desplazamiento entre demandas para estos dos tipos de energías en el decenio. Brevemente vamos a ilustrar este hecho.

Según datos de la Comisión de las Comunidades Europeas (cuadro 3, en pág. 12) entre 1960 y 1970 los costes de extracción del carbón crecieron en torno al 50 por 100 en Bélgica y la República Federal de Alemania y el 41 por 100 en Francia. En ese mismo período y según se desprende del cuadro 4 (pág. 14), el precio en dólares (cotización tradicional de los crudos) del carbón térmico subió un 28 por 100 en Bélgica, el 33 por 100 en la República Federal de Alemania y el 2 por 100 en Francia; el coque siderúrgico aumentó el 21 por 100, 4 por 100 y 23 por 100, respectivamente, para cada uno de los tres países. Como se ve, todos los incrementos relativos de precios de venta en dólares fueron muy inferiores a los de costes de producción; este hecho se corrobora con los datos proporcionados por la misma publicación de donde se han tomado los anteriores datos (*25 ans du Marché Commun du Charbon*, Commission des Communautés Européennes); en ninguno de los años del decenio de los sesenta la minería de estos países europeos cubrió sus costes, siendo deficitaria en promedio anual de un 25 por 100 en Bélgica, 7 por 100 en la República Federal de Alemania y 28 por 100 en Francia.

En tanto sucedía esto el precio internacional de los crudos descendía. Se puede estimar como un precio representativo en 1960 la cotización de 2,45 \$ el barril, de petróleo de 31.º API, y este mismo crudo se cotizaba 2,20 barril en 1970. El caso de España puede servir de ejemplo. En 1960, el precio medio de importación de la tonelada de crudo (valor CIF de nuestras estadísticas de comercio exterior) ascendía a 1.151 pesetas; diez años más tarde el precio medio fue inferior, 1.140 pesetas/tonelada, aun cuando entre tanto se devaluó una vez la peseta y el crecimiento interior y mundial de los precios habían reducido sensiblemente el precio relativo del crudo en términos de precios reales internacionales.

LOS PRECIOS DE LA ENERGIA EN ESPAÑA

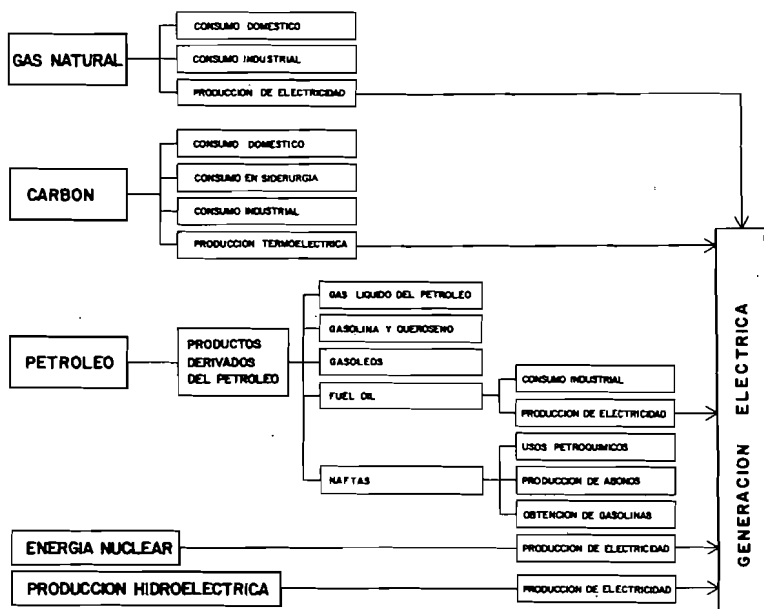
El desplazamiento del carbón como principal fuente energética se ha debido fundamentalmente a razones de coste; cuando, además, se piensa en la mayor facilidad del

proceso, de transporte y distribución de los productos petrolíferos en relación al carbón, no es de extrañar que esta sustitución haya sido tan rápida. Solamente consideraciones socio-laborales, que se tradujeron en subvenciones económicas importantes a la minería nacional, evitaron una más rápida sustitución del carbón en los sistemas energéticos de los distintos países. Por otra parte, en torno a los productos derivados del petróleo se montó una cómoda política fiscal que ha trasladado al consumidor de energía una parte significativa de la carga impositiva; esta práctica se ha ido intensificando dada la escasa resistencia opuesta por los contribuyentes a impuestos sobre el consumo de productos petrolíferos.

Antes de entrar en el tema de los precios de España, quizás sea mejor que nos refiramos a cómo se distribuye actualmente en nuestro país el consumo de energía entre sus grandes componentes. Tradicionalmente se distingue entre energía primaria y secundaria según el momento de producción o utilización. Así se suele considerar que el carbón, el gas, el petróleo, la energía nuclear y la energía hidráulica son energías primarias. La energía secundaria es la electricidad cuando procede de algunas de las primarias por la combustión del carbón térmico, del gas, del fuel-oil y de la reacción termonuclear. De aquí que, cuando se hace referencia a los precios de la energía, es preciso distinguir si se trata de la energía primaria o secundaria o bien si el precio es el de origen del producto o el precio de la energía puesta a disposición del consumidor final.

En el cuadro 2 se recogen las cinco mayores energías primarias y sus principales derivados o subproductos, así como los tipos de consumo final en cada una de ellas. Para situar el tema digamos que la participación de cada una de estas energías en el total abastecimiento nacional fue en 1978: el 1,9 por 100 del gas, un 3 por 100 de la energía nuclear, un 16,2 por 100 del carbón, un 15,7 por 100 de energía hidráulica y el 63,2 por 100 restante en petróleo. Se trata, insisto, de energía primaria dado que una parte significativa, tanto del carbón como del petróleo, se canaliza al mercado en forma de electricidad para el abastecimiento de la demanda de energía. En 1978 algo más de 24 millones de tec (toneladas equivalentes de carbón) se transformaron en electricidad utilizando como combustible fuel-oil y carbón. En conjunto, algo más del 40 por 100 de la demanda de energía en 1978 fue suministrada bajo la forma de energía eléctrica, y de ésta, en un año de hidraulicidad favorable como fue 1978, aproximadamente, el 50 por 100 se obtuvo del carbón y fuel-

Cuadro 2



oil, y el 50 por 100 restante se obtuvo de las centrales hidroeléctricas —el 42 por 100— y de las tres centrales nucleares en funcionamiento —el 8 por 100 restante—.

Así pues, el petróleo utilizado en la generación de electricidad supuso en 1978 el 11 por 100, aproximadamente, del consumo total de energía, mientras que el petróleo dedicado a otros usos representó algo más del 52 por 100; por tanto, casi dos terceras partes del abastecimiento energético en nuestro país procede de los crudos; de aquí que el cuadro de precios de la energía en España esté determinado básicamente por el cuadro de precios fijados a los productos petrolíferos.

LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTOS PETROLIFEROS

Una vez definido técnicamente un crudo de petróleo, principalmente por su densidad y contenido en azufre, se puede decir que el precio en origen está perfectamente delimitado, al menos en circunstancias de normal desenvolvimiento del mercado. Si al precio de coste en origen se le suman el flete para su transporte y los gastos de procesamiento —destilación y en su caso «cracking»— más los de distribución, no parece que el cálculo de los costes y correspondientes precios de venta encierre dificultades excepcionales.

Sin embargo, se da una doble circunstancia que complica la formulación de los precios de los derivados del petróleo. La primera, estrictamente técnica, obedece a que en la destilación del crudo las participaciones de las fracciones son relativamente fijas; es decir, de un crudo medio o normal se obtienen proporciones constantes de fracciones medias y pesadas —fuel-oil, asfaltos— y de fracciones ligeras —gasolinas y gasóleos—, en general más de las primeras que de las segundas. Si acontece, como así es, que el coste de destilación es conjunto y común para todas las fracciones —excepto en cuantías pequeñas para algunas fracciones más ligeras con un proceso parcial de producción propia algo más complejo— y, por otra parte, si la demanda de algunas fracciones es mucho mayor que la de otras, resulta que cualquier propuesta de precios de venta no puede basarse estrictamente en la formación de los costes. Si se siguiese un criterio estricto de fijación de precios en base a los costes, se registraría una acumulación de excedentes de fracciones pesadas para satisfacer una demanda dada de productos ligeros, por ejemplo, gasolinas.

De aquí que, por razones técnicas, la formulación de precios de los productos petrolíferos se base en consideraciones de lo que en contabilidad de costes se denomina «producción conjunta». En último término, la determinación de los precios de los distintos subproductos de una producción conjunta pretende que el precio medio aplicado al consumidor equilibre la demanda y la oferta de cada uno de ellos, sin una rigurosa consideración del coste de producción.

Pero, si al especial carácter de precios de una producción conjunta se añade el haber montado en torno a los productos petrolíferos una importante fiscalidad, no es extraño que ambos hechos —oferta relativamente rígida por unidad de crudo destilado y elevada carga fiscal para algunos subproductos— compliquen el estudio de los precios de los productos derivados del petróleo.

La cotización de los crudos en origen se hace generalmente por barril, medida de capacidad de 159 litros. Al ser variable la densidad de los crudos, la transformación en peso de un número determinado de barriles no es fija. Para las clases de crudos con mayor contratación internacional, la tonelada de crudos oscila entre 7 y 8 barriles por tonelada y, en el caso de España, se utiliza una equivalencia de 7,36 barriles por toneladas de crudo importado. Si aceptamos, pues, esa densidad media del petróleo importado y admitimos también un precio actual de 34\$ barril, con una cotización de la pesetas de 72,50 pesetas por

dólar, resulta, pues, que el coste en origen de la tonelada de petróleo importado asciende a $34\$ \times 7,36 \text{ barriles} \times 72,50 \text{ pesetas}/\$ = 18.142 \text{ pesetas/tonelada}$. Si a este coste en origen añadimos el flete, 4 por 100 aproximadamente del precio en origen, más el coste de refino o procesamiento del crudo, en torno hoy a las 1.300 pesetas/tonelada, resulta que el coste de una tonelada «compuesta» (es decir, con la proporción obtenida de cada fracción subproducto como gases, gasolinas, gasóleos, fuel-oil, nafta) a la salida de la refinería ascendería hoy a 20.000 pesetas, aproximadamente, de acuerdo con nuestras hipótesis de precios de compra y gastos de transporte más los de refino.

El cálculo de los precios en origen no tendría mayor importancia, si las operaciones de compra, transporte y refino y comercialización interior coincidiesen en un solo operador económico; pero en el caso de España no es así, ya que la comercialización interior se hace bajo el sistema de un monopolio administrativo que hace que los intereses de quien compra y distribuye sean distintos. El abastecimiento del mercado nacional de hidrocarburos se hace por medio de siete compañías de refino que importan petróleo de los distintos suministradores; y, tras el procesamiento de esos crudos, las refinerías entregan a Campsa los diversos productos obtenidos de la destilación. Por tanto, Campsa adquiere prácticamente en exclusiva la producción de las refinerías españolas.

Para resolver los intereses contrapuestos de las refinerías y del Monopolio de Petróleos, existen unas fórmulas que tratan de establecer los precios o costes en los tres escalones del proceso —compra, transporte y refino— con las que se pretende simular las condiciones del mercado, en cuanto a los precios de compra o fletes, y los costes de transformación en la refinería, para establecer el margen de éstas a cargar sobre el precio de adquisición más fletes.

La experiencia de las fórmulas de precios es tan amplia como polémica. También la fórmula de precios ex-refinería ha sido muy discutida y su utilidad era dudosa; hoy creemos que es inaplicable, dado que no existen, de hecho, precios en el mercado que permitan reflejar mínimamente las condiciones medias en que se desenvuelven las compra-ventas de crudos. Bajo las condiciones actuales el precio medio de cada refinería tiene que establecerse, caso por caso, de acuerdo con las condiciones específicas de su realización, ya que los suministros, en parte, obedecen a condiciones de contratos a largo plazo y

en parte a condiciones de entrega «spot», cuyos precios a corto plazo difieren sustancialmente, y los abastecimientos entre compañías de unos y otros suministros suelen ser sustancialmente distintos.

A nuestros efectos vamos a admitir que el precio medio de adquisición de Campsa asciende actualmente a 20.000 pesetas tonelada y, puesto que conocemos los precios de venta al público, veamos cuáles son las diferencias entre precios y coste medio para los principales subproductos del petróleo.

En el cuadro 3 se recoge, para cada uno de los once productos que allí figuran, el coste promedio ex-refinería (columna 1), el coste de distribución-venta, mayor para gasolina y gasóleos que para fuel-oil (columna 2), y los respectivos precios de venta (columnas 4 y 5). Las diferencias unitarias en kilogramos entre precios de venta y costes, multiplicadas por los consumos alcanzados de cada uno de estos productos en 1979, nos reflejan el excedente o déficit para 1980 en el caso de un consumo igual al registrado en 1979. Pero antes de comentar los resultados del cuadro conviene hacer algunas observaciones.

En la columna número 1 se ha estimado la estructura o ponderación de precio aplicado entre CAMPSA y las refinerías, que abarca desde un 45 por 100 sobre el precio medio para la gasolina de 98 octanos hasta un 25 por 100 inferior al medio para el fuel-oil de mayor índice de azufre. De esta forma, la traslación de costes toma los valores extremos, prácticamente de 2 a 1 entre la gasolina de máximo octanaje y el fuel-oil menos refinado. Este criterio es uno más entre los innumerables que se pueden adoptar para asignar los costes conjuntos de la adquisición y refinado de los crudos. En realidad, este criterio toma en cuenta también los precios de venta para allegar costes más elevados a los productos con una demanda «más noble». Si se siguiese un criterio de coste realmente incurrido, la repercusión por producto mostraría un abanico mucho más orientado en torno al coste medio.

En cuanto a los costes de distribución (columna 2) se ha seguido el criterio de asignar los 79.000 millones de pesetas pagadas en 1979 de acuerdo con una incidencia real, de tal forma que las gasolinas y el gasóleo A, dada su expedición directa al público, absorben una mayor parte de este coste de distribución y venta.

La columna 4 recoge los precios actuales de venta tras la última revisión del pasado 7 de junio, y la columna 5 lleva los precios unitarios en litros a precios en kilogramos para poder comparar con los correspondientes costes; las

**Cuadro 3.—SUPERAVIT O DEFICIT FISCAL.
Costes estimados y precios a finales de junio de 1980**

Producto	Coste			Precio de venta		Consumo anual (6)	Excedente o déficit (7) = (6) x [(5)-(3)]
	Coste medio ex-refinería (1)	Coste de distribución y venta (2)	Coste total (1)+(2)=(3)	Pesetas por litro (4)	Pesetas por kilo*** (5)		
	(Pesetas kilogramo)						
Gasolina 90	27,00	4,50	31,50	52,00	70,27	1.220	47.299
Gasolina 96	28,00	4,50	32,50	58,00	78,38	4.172	191.411
Gasolina 98	29,00	4,50	33,50	60,00	81,08	95	4.520
Querosenos aviación	27,00	4,00	31,00	25,00	31,73	1.028	750
Gasóleo A	24,00	4,50	28,50	30,00	36,14	4.313	32.951
Gasóleo B	24,00	2,20	26,20	23,00	27,71	3.492	5.273
Gasóleo C	23,50	2,20	25,70	21,50	25,90	2.199	440
Fuel-oil BIA	18,00	1,00	19,00	—	14,00	405	-2.025
Fuel-oil núm. 1	17,00	1,00	18,00	—	13,00	10.296	-51.480
Fuel-oil núm. 2	15,00	1,00	16,00	—	13,20	6.900*	-19.572
Naftas	20,00	1,00	21,00	—	21,00	767	-19.572
Coste medio estimado y promedio	20,00**	2,26	22,26			34.987	209.567

* Se considera que éste es el consumo de centrales térmicas y cementeras. Precio a partir de 1 de octubre.

** Se hace el supuesto de 34 DÓLARES A UN CAMBIO DE 70 pesetas por dólar y una densidad de 7,36 del crudo. El resto hasta las 20.000 pesetas por tonelada corresponde a gastos de transporte y refino.

*** Se han considerado densidades de: 0,74, gasolinas; 0,788, querosenos; y 0,830, gasóleos.

densidades aplicadas son de 0,740 para las gasolinas, 0,788 para el queroseno y 0,830 para los gasóleos. Por último, si de la columna 5 deducimos la columna 3 y la diferencia con su signo la multiplicamos por la columna 6 (consumo de estos productos en 1979), se obtiene la columna 7, en la que se estima en millones de pesetas el resultado —superávit o déficit para el tesoro— en cada tipo de sub-producto. Por último, es preciso observar también que la columna 6 recoge el consumo en 1979 y, por tanto, los anteriores resultados son los que cabría esperar si el consumo en 1980 fuese el mismo que en el año que acaba de transcurrir y si, naturalmente, ese coste de 22,26 pesetas por kilogramo se alcanzase a lo largo del año actual. El consumo de los anteriores productos asciende a 35 millones de toneladas y no están incluidos los gases licuados que tienen unos costes de distribución muy distintos, ni los asfaltos ni aceites, ni aprovisionamientos fuera del monopolio.

Las conclusiones del cuadro 3 de los precios y costes podrían ser brevemente resumidas en este otro cuadro:

Producto	Consumo (Mill. kilos) (1)	Excedente o déficit (bruto) (Mill. ptas.) (2)	Excedente fiscal o déficit (unitario) (ptas./kg.) (2) : (1)
Gasolinas	5.487	243.230	44,33
Querosenos	1.028	750	1,37
Gasóleos	10.004	38.664	3,86
Fuel-oil	17.691	-73.077	-4,13
Naftas	777	—	—
Totales y promedio	34.987	209.567	5,99

Según se desprende del cuadro anterior, la fiscalidad de los productos derivados de los hidrocarburos asciende para esos once productos a 210 miles de millones de pesetas, equivalentes a 5,99 pesetas por kilogramo o un 26,91 por 100 del precio del coste (22,26 ptas./kg.).

Hay que decir que el Estado no percibe esos 209.567 millones de pesetas, pues una parte de esa suma, 14.000 millones aproximadamente, se destina a los Ayuntamientos. También con esta cifra se subvenciona a los consumidores domésticos de GLP (propano y butano), los consumos agrícolas de gasóleo B y los productores de fertilizantes. En esta larga relación están también los carburantes para pesca, para la marina, los transportes de minerales, etc., que reducen esa cifra entre 30.000 y 35.000 millones de pesetas.

Independientemente de un ajuste más preciso entre costes y precios, no cabe duda de que la actual política de precios finales del petróleo tiene un claro carácter de redistribución, de tal forma que se trasladan cuantías muy elevadas de costes de combustibles (fuel-oil) a los carburantes. La fiscalidad bruta unitaria es, en promedio, de 5,99 pesetas por kilogramo. Los querosenos y gasóleos son gravados en torno a esa cifra, mientras las gasolinas aportan unitariamente 44,33 pesetas por kilogramo y el fuel-oil se beneficia en algo más de cuatro pesetas por kilogramo (4,13 ptas./kg.).

Para establecer la fiscalidad se ha considerado, como ya hice mención, que la diferencia entre coste total promedio y precio medio de cada producto representan una única carga impositiva, que grava estos productos. Es preciso aclarar que ése es el gravamen total que consta de varios sumandos; según la «Ley de impuestos especiales, de 30-11-79», el impuesto sobre el petróleo, sus derivados y similares, tiene dos componentes: uno, específico y otro *ad-valorem*, si bien solamente en algunos productos se aplican ambos. Por ejemplo, las gasolinas están gravadas con un impuesto específico de 14 pesetas litro más otro del 25 por 100 del precio de adquisición; de tal manera que si este precio de adquisición fuese de 31,50 pesetas litro, la gasolina tendría un impuesto de veintidós pesetas, suma de ambos impuestos. Pero los costes de refinería más los de distribución más estos impuestos no alcanzan al precio de venta, existiendo, por tanto, aún un margen. Es lo que se denomina «renta del monopolio» y que, a grandes rasgos, consiste en el remanente de la cuenta que Campsa presenta al tesoro tras deducir de las ventas todos los costes, incluidos los propios impuestos ya ingresados con anterioridad.

Si comparamos los precios de los principales productos derivados del petróleo en España con los de otros países, se observa (cuadro 4) que la gasolina tiene una cotización

Cuadro 4.—PRECIOS INTERNACIONALES (1)

	Gasolina super	Gasóleo A	Gasóleo C	Fuel-oil 2
	Ptas./litro	Ptas./litro	Ptas./litro	Ptas./Tm
Francia	57,70	40,50	26,90	15.283
Alemania	48,30	46,40	25,30	14.731
Países Bajos	54,20	37,50	28,50	16.945
España.....	58,00	30,00	21,50	12.200

(1) Incluidos impuestos. Los precios corresponden al mes de junio de 1980.

en España algo más alta; mientras que los gasóleos son más baratos (un promedio de 10 ptas./litro el A y 6 ptas./litro el C) y que el fuel-oil tiene un precio muy inferior aquí con relación a la mayoría de los otros países. Esto significa que, con una fiscalidad mayor para la gasolina que en casi ningún otro país, el ingreso medio o fiscalidad media percibido por Hacienda es muy inferior. En un artículo publicado en octubre de 1977 («Información Comercial Española», n.º 542. *Los precios de la energía en España*) Ricardo Barnechea llegaba a la conclusión de que la fiscalidad media era un 45,56 por 100 más alta en Francia, un 38,76 por 100 en la República Federal de Alemania y un 22,78 por 100 en Italia. Hoy se puede considerar que nuestra fiscalidad es inferior entre un 10 y un 20%, con relación a los principales países europeos.

En conclusión se puede afirmar que en España se está siguiendo una política de utilizar los precios de estos productos como un instrumento de redistribución de los costes, a través de una fiscalidad alta en las gasolinas de subvenciones y precios de venta bajos para los restantes carburantes (gasóleo A y B) y combustibles (gasóleo C y fuel-oil 1 y 2). En último término, razones de comodidad —una débil respuesta por parte del consumidor de gasolina— e insustituibilidad de ésta, permiten una política de precios de esta naturaleza. Por otro lado, la existencia de precios bajos para los consumos derivados petrolíferos que sí tendrían sustitutivos —otras formas de transporte alternativas al de carretera y otros combustibles en vez de los fuel-oil—, supone relegar la política de precios como instrumento adecuado para la alteración de la actual estructura de la demanda de energía en nuestro país.

LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Aproximadamente el 40 por 100 de la energía consumida en España se hace en forma de electricidad; de aquí la importancia que la política de precios o tarifas eléctricas asume para la política energética en su conjunto. El consumo de electricidad se factura hoy en base a las denominadas tarifas binomias, que sirven de base de cálculo al valorar el importe a pagar por el abonado. Desdoblan ese importe total en dos sumandos: uno, por la potencia contratada o «término de potencia»; y otro, por el consumo de electricidad o «término de energía». Con el primero se trata de pagar la disponibilidad de potencia por parte de la empresa eléctrica para hacer frente a la eventual demanda del abonado, en tanto que la segunda pretende compensar los costes variables en que el propio consumo

de electricidad incurre. Por tanto, dada la distinción tradicional en la contabilidad de costes entre costes fijos y variables, una tarifa binomia trata, básicamente, de distribuir los primeros (costes fijos) entre los usuarios del sistema eléctrico de acuerdo con la potencia máxima demandada por cada abonado, puesto que la dimensión de un sector eléctrico está determinada, en último término, por la cantidad máxima de potencia solicitada por los usuarios en un momento determinado; mientras que los costes variables se cubren linealmente fijando un precio unitario a cada kilowatio-hora consumido por el abonado y medido en el contador.

Las tarifas eléctricas actualmente aplicadas en España también se pueden calificar de «binomias», ya que al facturar el importe del consumo desdoblamos el pago del abonado en un término de potencia o cuota fija mensual por potencia contratada y en término de energía por kilowatio-hora consumido. Sin embargo, al existir distintos bloques de consumo, es decir, precios distintos de los consumos realizados hasta un número determinado de horas y otro precio inferior para los consumos en las horas sucesivas, resulta que también parte del coste unitario del primer bloque se incorpora como componente del coste fijo adicional al término de potencia.

Las tarifas binomias actualmente en vigor constan de dos grandes grupos cuya diferencia básica es el nivel de tensión al que se suministra la energía eléctrica (tarifas en baja y alta tensión). A su vez, cada uno de estos grupos se subdivide en otros dos: para alumbrado o fuerza en las tarifas BT (Baja Tensión) y alumbrado o fuerza y especiales en las tarifas AT (Alta Tensión).

En el cuadro 5 recogemos algunas de las tarifas más utilizadas en cada uno de esos grupos. La primera columna de las tarifas recoge el llamado «término de potencia»; este importe, multiplicado por la potencia o kilowatios de máxima utilización simultánea estimada y contratada por el abonado, arroja la suma total a abonar mensualmente por este concepto. El «término de energía» recoge el precio unitario por kilowatio consumido y medido en el contador. La existencia de dos bloques con precios unitarios decrecientes (tres bloques en la tarifa A 2) significa que el coste unitario del kilowatio es mayor en los primeros consumos que en los sucesivos. Con el fin de justificar lo que después voy a apuntar sobre los precios de la electricidad en España, creo que tiene interés explicar brevemente cómo operan realmente las tarifas sobre los precios medios. Supongamos que un abonado urbano con un consumo medio contrata

con la compa1a suministradora una potencia de 5 kW; este abonado tiene que pagar por potencia (cuadro 5) un total de 121,00 pesetas por cada uno de los cinco kilowatios contratados, es decir, 605 pesetas mensuales por cuota de potencia. Admitamos adem1s un consumo de 750 kWh

Cuadro 5.—TARIFAS VIGENTES MAS UTILIZADAS

	Término potencia	Término de energa		
		Bloque		
		1.º	2.º	3.º
	pts./kWh/ mes			
BAJA TENSION				
<i>Alumbrado</i>				
A.0. Usos agrcolas	34,00	5,37	—	—
A.1. Usos dom1sticos 1,5 kWh/ potencia	54,00	6,22	—	—
A.2. Usos dom1sticos 1,5 kW de potencia	121,00	4,95	3,80	2,92
B.1. Alumbrado comercial ...	65,00	8,51	7,97	—
B.2. Alumbrado p1blico	—	5,19	—	—
<i>Fuerza</i>				
C.I. Hasta 50 kW	59,00	5,37	5,07	—
C.II. Entre 50 y 250 kW	59,00	4,77	4,47	—
C.III. Superior a 250 kW	53,00	4,16	3,86	—
Esta tarifa tiene una dedicaci3n del 16,7 por 100 para riegos agrcolas y revendedores.				
ALTA TENSION				
<i>Alumbrado</i>				
D.I. 1. Hasta 36 kV, inclusive.	41,00	3,59	3,52	—
D.I. 2. M1s de 36 kV y no su- perior a 72,5 kV	39,00	3,41	3,34	—
D.II. 3. M1s de 36 kV y no su- perior a 72,5 kV	336,00	3,41	2,13	—
D.III.4. Mayor de 145 kV	336,00	3,32	2,08	—
<i>Fuerza y especiales</i>				
Hay un total de 18 tarifas:				
E.1.1. Hasta 36 kV, inclusive.	29,00	2,41	2,34	—
E.2.1. Hasta 36 kV, inclusive.	273,00	2,82	1,76	—

Fuente: Boletn Oficial del Estado, Orden de 19 de julio de 1980.

mensuales (algo m1s del promedio nacional aproximadamente).

Para cada tarifa existe un determinado n1mero de horas de utilizaci3n de la potencia contratada. Es decir, nuestro abonado del ejemplo deberia en la tarifa A-2 pagar por el primer bloque veinticinco horas de su potencia contratada y, de esta manera, las $25\text{ h} \times 5\text{ kW} = 125\text{ kWh}$ tendrían un precio unitario de 4,95 pesetas. Suponiendo que al segundo bloque le correspondan noventa horas de utilizaci3n por cada unidad de la potencia contratada, en este caso resultaria que las 90 horas $\times 5\text{ kW} = 450\text{ kWh/mes}$ llevarían a una facturaci3n de ese consumo de 450 kWh al precio de 3,80 ptas./kWh del segundo bloque. Dado que el abonado de nuestro ejemplo consume 750 kWh/mes, llega a tener, por tanto, el precio del tercer bloque de la tarifa A-2, 2,92 ptas./kWh; de aqu3 que la diferencia entre su consumo total y el consumo facturado por el total de los dos primeros bloques ($750 - 575\text{ kWh} = 175\text{ kWh/mes}$) se factura a 2,92 ptas./kilowatio.

En suma, un abonado cuya tarifa fuese la A-2, con una potencia contratada de 5 kW y un consumo mensual de 750 kWh, tendria que pagar:

	Importe total
Cuota de potencia: $121 \times 5\text{ kW}$	605,— ptas.
Consumo en primer bloque: $5\text{ kW} \times 25\text{ horas} \times 4,95\text{ ptas.}$	618,75 »
Consumo en segundo bloque: $5\text{ kW} \times 90\text{ horas} \times 3,80\text{ ptas.}$	1.710,00 »
Consumo en tercer bloque: 175 kW restantes a 2,92 ptas.	511,00 »
	3.444,75 »

Por tanto, el precio medio pagado por nuestro hip3tico abonado dom3stico habria sido de 4,59 ptas./kWh en el mes que estamos considerando.

Sin embargo, admitamos que este consumo corresponde a un mes de otoño-invierno, cuando tanto el alumbrado como las necesidades de temperatura llevan a un mayor consumo de electricidad, especialmente en las viviendas con calefacci3n el3ctrica. Si de nuevo suponemos que esa vivienda consume en un mes de verano solamente 350 kWh, resulta que, aplicando la tarifa anterior, el importe del recibo seria de 2.079 pesetas al mes, ya que incluiria s3lo 225 kWh del segundo bloque.

En este caso el precio medio del kilowatio-hora consumido habria sido de 5,94 pesetas/kWh en vez de las 4,59 del anterior supuesto. Es decir, como consecuencia de ha-

ber reducido el consumo mensual desde 750 kWh hasta 350 kWh, el precio de la hora del kilowatio consumido ascendió un 29,41 por 100.

Esta, quizás excesivamente larga, digresión sobre un «recibo de la luz» puede tener un carácter clarificador sobre los efectos económicos pretendidos con las denominadas tarifas binomias. Estos efectos son:

a) Que el abonado contrate (o instale) solamente la potencia que va a utilizar normalmente, para evitar que se sobredimensione el sistema eléctrico en general y la potencia de las centrales eléctricas en particular.

b) Distribuir el coste total de la electricidad de tal forma que se tenga en cuenta la potencia disponible y utilizada por los distintos abonados.

En un trabajo que realizamos sobre costes y precios de la electricidad («Información Comercial Española», n.º 542, octubre 1978) se calculaba que los costes fijos representaban el 60 por 100 del coste total de electricidad, cifra análoga a la de otros sistemas eléctricos. Si esa valoración es adecuada, es preciso decir que las tarifas vigentes en España cubren deficientemente los componentes binomios del coste al que sólo en la expresión nominal responden. En primer lugar, el término de potencia es puramente simbólico en relación al coste de disponibilidad o coste fijo del suministro en electricidad. En nuestro ejemplo del abonado con un consumo de 750 kWh en un mes de invierno y de 350 kWh en un mes de verano, resulta que el término de potencia representa el 17,6 por 100 y el 29,1 por 100, respectivamente, del importe total del recibo. Estos porcentajes están muy lejos del 60 por 100 que se estima como componente fijo en el coste de la electricidad, a pesar de que hemos elegido una de las tarifas con mayor precio por unidad de potencia contratada. Por tanto, la cobertura del coste del suministro de la electricidad queda básicamente al llamado término de energía, tanto para atender el coste variable, como le es propio, como para hacer frente a una gran parte del coste fijo no cubierto en el término de potencia.

Pero, si observamos nuevamente los precios de los bloques en el cuadro 5, resulta que los precios unitarios de los abonados domésticos tienen unas diferencias muy altas con los industriales, aproximadamente de 2,5 a 1, lo que significa que el coste global del suministro eléctrico, tanto en la cuota de potencia como en la de energía, se redistribuye cargando a los usuarios domésticos una proporción del coste mayor de la que les correspondería con una interpretación estricta de costes-precios binomios. Este cri-

terio de precios viene ya de antiguo; para 1978, calculé que los abonados industriales en alta tensión pagaban el kilowatio-hora a poco más de la tercera parte que el usuario doméstico. Esta diferencia se ha moderado en los dos últimos años, pero aún se observa, por ejemplo, que las tarifas AT en consumos especiales no cubren el coste del combustible de la generación de electricidad. Si pensamos que una gran parte de la electricidad se genera con fuel-oil y que éste cuesta 12,2 pesetas por kilogramo, el coste estricto del combustible por kilowatio-hora generado sería de 3 ptas./kWh, importe que, repasando los términos de energía de las tarifas industriales, no se alcanza en casi la totalidad de las tarifas especiales y escasamente en las de alta tensión en su conjunto.

También se observa, por tanto, en la tarificación eléctrica lo que anteriormente observamos para los productos derivados del petróleo: una acusada utilización de los precios con fines ajenos a una adecuada distribución de las condiciones de coste en que se desenvuelve el suministro.

Por último, y para no alargar este ya excesivamente largo comentario, debo mencionar los precios del carbón dentro del cuadro de la energía en España. Por distintas razones, algunas ya expuestas anteriormente, el carbón ha dejado de ser en los últimos años agente activo en la configuración de los precios de la energía. Nuestro país, mal dotado de recursos carboníferos, se sumó a la corriente mundial de relegar la producción carbonífera a un papel secundario en el abastecimiento de energía.

Actualmente existen dos principales usos para el carbón. Por una parte está el carbón siderúrgico, cuyos precios en España son los del mercado internacional; dado que nuestros costes son mucho más elevados, la diferencia se cubre a través de una subvención estatal a la producción nacional. Pero el mayor consumo de carbón se destina a la producción de electricidad. En cuanto a los precios existe un sistema de compensación del carbón nacional suministrado a las centrales eléctricas con un recargo en las facturaciones a los abonados; estas compensaciones se calculan de tal manera que se equipara en las centrales eléctricas el coste del consumo de carbón al que tendrían en el caso de que se utilizase fuel-oil. Por tanto, hoy por hoy, los precios del carbón no son un elemento decisivo en los precios de la energía, sino que en último término son una consecuencia de cuanto se establece para los precios de las otras formas de energía; o, para ser más preciso, los precios de carbón son hoy en España una consecuencia directa de la política de precios del petróleo.