EL POTENCIAL HIDROELECTRICO DE ESPAÑA

El desarrollo del potencial energético hidráulico español —que tiene su raíz en el relieve de la Península y problemas serios derivados de su clima y de su constitución geológica— se ha logrado en el pasado mediante una decidida intervención del Estado, con importantes ayudas, directas o a cargo de los consumidores de energía eléctrica, a la financiación de las obras hidráulicas en general y de los aprovechamientos hidroeléctricos en particular. Por ello, para definir qué parte del potencial remanente técnicamente desarrollable es económicamente viable, hay que partir de la ayuda y estímulos que la Administración pueda establecer a partir de ahora para los nuevos aprovechamientos.

En este artículo de **Fernando Díaz-Caneja Burgaleta** se pasa revista, brevemente, a estas cuestiones, exponiendo también algunas de las medidas que se podrían tomar para estimular la utilización del potencial hidroeléctrico remanente, y haciendo una primera estimación del que se podría poner en explotación en las próximas décadas.

1. POTENCIAL TEORICO Y POTENCIAL TECNICAMENTE UTILIZABLE

El potencial hidroeléctrico de un país —entendiendo por tal su capacidad anual de producción de energía hidroeléctrica— es función, obviamente, de su relieve y de la precipitación anual que recibe. Respecto al primero de estos factores, España es un país privilegiado dentro del contexto europeo, al tener unos 660 m. de altitud media y sistemas montañosos que llegan a sobrepasar los 3.000 m. y verter aguas su cuencas fluviales, en la mayor parte de su perímetro, directamente al mar o a Portugal a unas cotas sensiblemente inferiores a las que tienen en nuestro país, especialmente en el caso de la cuenca del Duero. En cambio, desde el punto de vista de las precipitaciones atmosféricas, la España peninsular, situada entre el Atlántico y el Mediterráneo, tiene un clima más bien seco como promedio, aunque no excesivamente —con 670 mm. de altura de columna pluviométrica y cerca de 335 km³ de agua al año—, y sobre todo extraordinariamente irregular. Esto se traduce en unos caudales enormemente variables en sus ríos. Se cita como ejemplo que el del Duero, al pasar a territorio portugués, si no estuviese regulado por los embalses construidos sobre él mismo y sobre sus afluentes, podría oscilar entre 9 y 9.000 m³ por segundo. No sabemos qué fiabilidad tiene esta estimación, pero también se puede recordar, como otro ejemplo ilustrativo, que durante el año 1983 el Guadalquivir, otro de los grandes ríos de España, el Río por excelencia desde la dominación árabe, registró durante semanas en uno de sus puntos de aforo un caudal de sólo 100 litros por segundo.

El resultado de esta irregularidad ha sido y es la necesidad de emprender la construcción de importantes embalses de regulación, tanto para la producción eléctrica como para riegos y abastecimiento a poblaciones, así como también para prevenir inundaciones catastróficas.

Las precipitaciones citadas se convierten, por aplicación de los coeficientes de escorrentía (que en España varían entre 0,05 para Canarias y 0,06 para Almería, y 0,73 para Pontevedra), en unas aportaciones fluviales que se estiman en algo más de 100 km³/año medio. De estas aportaciones, aproximadamente el 80 por 100 va directamente a los ríos por la superficie, y el otro 20 por 100 se sume en el terreno y alimenta los acuíferos subterráneos, brotando después por las fuentes y manantiales y yendo así también, al cabo, a los ríos, salvo lo que se haya extraído antes artificialmente para otros usos, principalmente regadío. Una cantidad limitada de agua subterránea, estimada en 3 ó 4 km³, iría directamente al mar, pero de ella se extrae una parte importante por bombeo para regadíos próximos a las costas.

El potencial hidroeléctrico fluvial bruto P, que así se origina, se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$P = \Sigma \frac{9,8}{3600} \times A \times \Delta H \times k \text{ GWh/año}$$

siendo A las aportaciones de cada tramo fluvial en Hm³, ΔH el desnivel en metros del mismo y k el rendimiento mecánico y eléctrico.

A, a su vez, se puede determinar como el producto del volumen de precipitaciones por el coeficiente de escorrentía.

Es también usual considerar que 1 m^3 de agua con una caída de 450 m. produce 1 kWh, de forma que:

$$P \text{ medio} = 102 \text{ km}^3 \times \frac{660 \text{ m}}{450} = 150 \text{ TWh/año}$$

La evaluación del potencial bruto se hizo ya en el siglo pasado: hay una evaluación del año 1887 que lo cifra en 5,6 millones de CV, potencia a la que correspondería una producción de 30 TWh/año. Se hicieron más recientemente otras estimaciones, como la de 1971 del Centro de Estudios Hidrográficos, que lo fijaba en 155 TWh/año, y la de Uriarte y Martínez Cattaneo, de 135 TWh. Un estudio hecho en septiembre de 1978 por el Ministerio de Industria y Energía estimaba en primera aproximación el potencial hidroeléctrico en 159,9 TWh, pero con un estudio más riguroso por cuencas, y en base a los datos meteorológicos del período 1931-1960, lo dejaba reducido a 139,94 TWh para año hidráulico medio. La más reciente que conocemos, dada por Alejandro del Campo, lo fija en 150.360 GWh/año, con una distribución por cuencas que figura en la primera columna del cuadro n.° 1, tomado íntegramente de su trabajo.

En las Islas Baleares y Canarias el potencial hidroeléctrico es muy reducido y está prácticamente inexplotado, salvo en la minicentral de El Mulato, en la isla de La Palma. Tampoco tiene significación el potencial mareomotriz, que se ha estimado en 2,4 TWh brutos, de los que podría ser técnicamente útil el correspondiente a 570 GWh, y sólo se ve posibilidad de que sea interesante el correspondiente a 4 GWh anuales.

En el mismo cuadro n.° 1 figura el potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable, que corresponde a 63,1 TWh/año en grandes centrales, y 6,9 TWh/año en pequeñas, totalizando 70 TWh. Otras estimaciones dan un valor ligeramente más alto, de 72 TWh técnicamente desarrollables. Este potencial técnicamente desarrollable se suele estimar en base a los aprovechamientos ya realizados, a las posibilidades de mejora y ampliación que tienen y a los numerosos proyectos y anteproyectos que se han estudiado para prácticamente todos los sistemas hidrográficos de nuestra Península. El resultado, desde luego, no es una cantidad matemáticamente exacta, pero sí un orden de magnitud bastante aproximado.

Debe mencionarse aquí una cuestión que puede modificar en una cuantía apreciable el potencial desarrollable, e incluso el ya utilizado, que es la de la influencia de los nuevos sistemas de regadíos, situados en las dos mesetas castellanas, sobre los caudales de los grandes ríos y, por tanto, sobre su potencial hidroeléctrico, así como sobre los regadíos situados a cotas más bajas.

La abundancia de terrenos calcáreos muy fracturados en la Península, tanto en los sistemas montañosos como en el subsuelo de la Meseta, y la gran capacidad de acumular masas importantes de agua que tienen, es la causa principal de que, como se ha dicho más arriba, cerca del 20 por 100 de los recursos hídricos se suma en el subsuelo, siendo después drenados a cotas inferiores por manantiales y ríos. Este agua subterránea servía de volante regulador y aseguraba los caudales de estiaje que han hecho posibles, entre otros, los regadíos de las huertas de Valencia y

CUADRO N.° 1

DISTRIBUCION DEL POTENCIAL ENERGETICO POR CUENCAS

CUENCA	Potencial Fluvial Bruto GWh/año	Potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable GWh/año		
		Grandes Centrales	Pequeñas Centrales	TOTAL
Norte	34.280	19.940	2.710	22.650
Duero	29.400	12.550	610	13.160
Tajo	16.540	8.900	630	9.530
Guadiana	3.830	730	10	740
Guadalquivir	10.410	1.200	300	1.500
Sur	2.740	250	320	570
Segura	2.090	740	120	860
Jucar	7.490	2.470	430	2.900
Ebro	40.060	15.640	1.440	17.080
Pirineo Oriental	3.520	720	290	1.010
TOTAL	150.360	63.140	6.860	70.000

Fuente: Alejandro del Campo, *La Energía Hidroeléctrica en el Abastecimiento Energético a Medio y Largo Plazo*, 1986.

Murcia desde las épocas romana o árabe, en gran parte dedicadas a cultivos intensivos.

En tiempos más recientes, la electrificación de los pozos y las grandes obras de regulación hidráulica hechas por el Estado han facilitado la creación de regadíos con cultivos más extensivos, por ejemplo en las provincias de Cuenca, Albacete y Ciudad Real. Estas captaciones detraen caudales relativamente importantes, principalmente al Júcar y al Guadiana, reduciendo la capacidad de producción de las centrales hidroeléctricas ya construidas sobre estos ríos, y suponen una limitación para posibles aprovechamientos eléctricos y, por supuesto, para los regadíos de Levante y de Badajoz. Problemas análogos se plantean en otras grandes cuencas, como son las del Duero y el Tajo, todos ellos difíciles de cuantificar, puesto que se trata de modificaciones de una base ya naturalmente nada constante, como es la hidraulicidad anual. La cuestión tiene también un carácter muy complicado jurídica y políticamente, dando lugar a conflictos de intereses y de derechos históricos entre las distintas comunidades de regantes, e incluso entre distintas comunidades autónomas concurrentes en una misma cuenca hidrográfica. Sin entrar a analizar estas cuestiones, baste recordar aquí su relevancia en el aspecto energético, pues la reducción media de producción hidroeléctrica que pueden originar las detracciones para los riegos ya existentes se ha estimado en 3.000 GWh/año como consecuencia de los regadíos que se han creado últimamente, y en 4.000 GWh los que originarán los futuros ya planificados. El total de estas reducciones es aproximadamente igual a todo el potencial desarrollable técnicamente en pequeñas centrales, y su efecto, inmediato, ya que afectan a aprovechamientos ya construidos y en servicio, como son los del Esla, Duero y Tajo, próximos a la frontera portuguesa, los del Júcar, los saltos del Guadiana y otros.

También ejercen una influencia negativa sobre los aprovechamientos hidroeléctricos la falta de control del agua tomada realmente por cada regante, las dotaciones excesivas o muy baratas de agua de riego y la poca atención que en ocasiones se presta a la utilización integral del agua. En algún caso bastante reciente se ha llegado a proponer un proyecto de embalse para riegos con extracción de agua por la cota superior, para regar una zona determinada, impidiendo el aprovechamiento hidroeléctrico del desnivel creado por la presa y en perjuicio de los regadíos de vegas más bajas, perdiendo además el efecto regulador de buena parte del embalse. En el caso de las elevaciones electrificadas, contribuye también al gasto indebido de agua el subvencionarlas con tarifas eléctricas inferiores al coste de la energía eléctrica.

Sin embargo, todas estas observaciones no deben interpretarse en el sentido de que exista necesariamente una oposición entre la producción hidroeléctrica y los regadíos, aunque sí se echa en falta en ocasiones una mejor coordinación. En la mayoría de los casos hay soluciones compatibles y, aunque el potencial hidroeléctrico técnicamente útil se reduzca algo como consecuencia de los otros usos del agua, el económicamente rentable puede aumentar al repartir los gastos de regulación con las demás utilizaciones.

El consumo de las poblaciones, que es el único absolutamente preferente en todos los casos según la nueva Ley de Aguas, es relativamente pequeño y se reparte uniformemente a lo largo del año, y si se depuran las aguas residuales, como debe hacerse hoy día, los caudales detraídos retornan a los ríos en su mayor parte o son utilizables otra vez para regar, con lo que, en definitiva, queda más agua disponible.

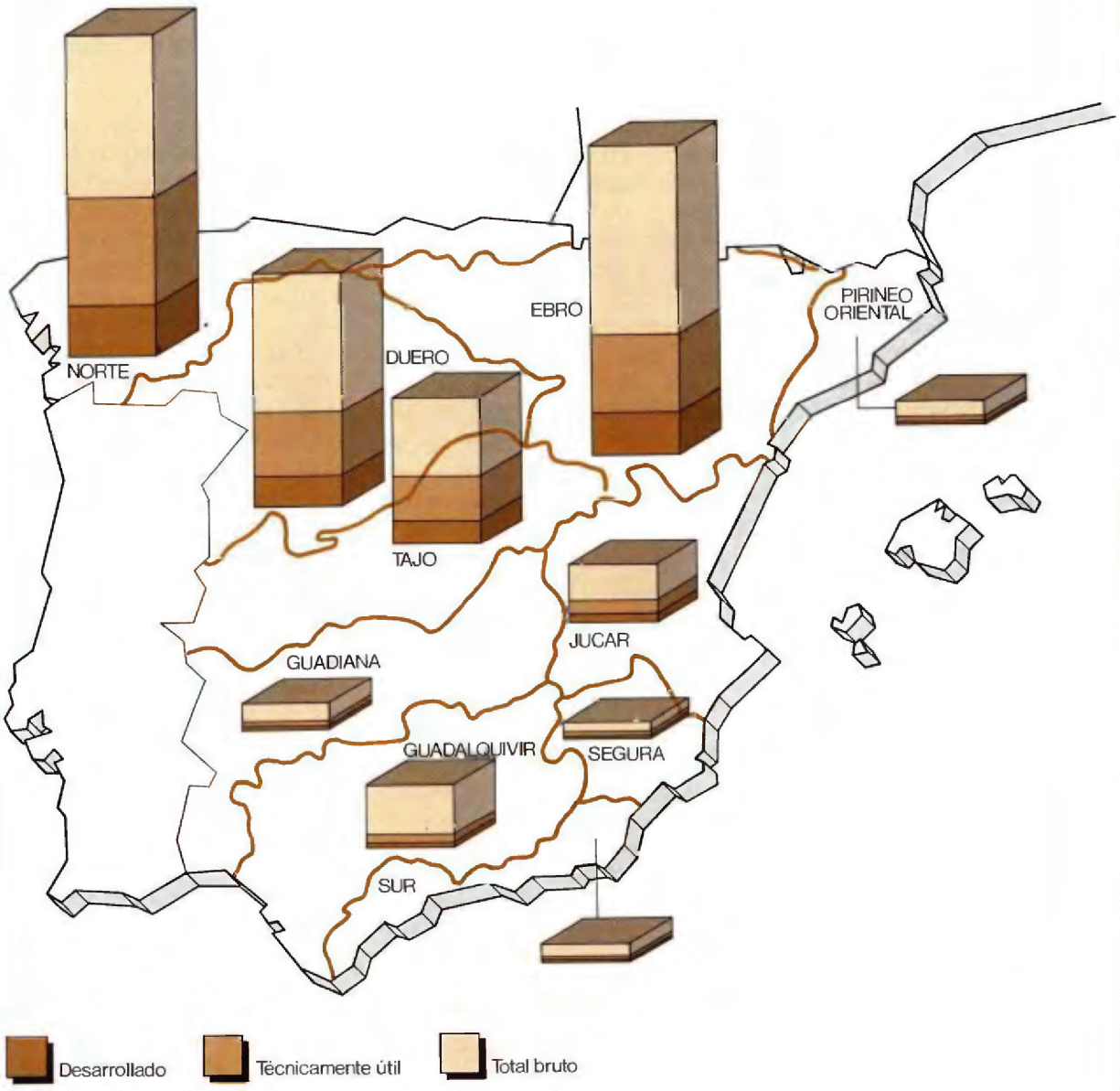
En el cuadro n.º 1 y en el gráfico 1 queda también de manifiesto la irregularidad de la distribución del potencial hidroeléctrico, tanto el bruto como el técnicamente desarrollable, en las distintas cuencas. También se ve la importancia que pueden tener las pequeñas centrales, de potencial superior al 10 por 100 del de las grandes, por lo que se puede considerar justificado el interés de la Administración por fomentar la recuperación de las ya construidas y abandonadas y la construcción de las nuevas que sean viables.

Hay que considerar también que la relación porcentual entre el potencial técnicamente desarrollable y el bruto, que en el Norte es del 66 por 100; en el Duero y Tajo, del 45 por 100 y 58 por 100, y en el Segura, Júcar y Ebro, próxima al 40 por 100, cae en el conjunto meridional de las cuencas del Guadiana, Guadalquivir y Sur, al 16,5 por 100. Esto puede ser atribuible a que el potencial técnicamente viable ha sido estimado en base a estudios de las grandes empresas eléctricas, que se han interesado menos en estudiar los recursos de estos ríos por su menor rentabilidad o porque encajaban mal en su esquema de producción. También habrá influido seguramente la existencia de condicionamientos impuestos por los regadíos en estas cuencas.

Sin embargo, a primera vista

GRAFICO 1

DISTRIBUCION POR CUENCAS DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DE LA PENINSULA



parece muy improbable que en una región en que existen los desniveles de la caída de la Submeseta Sur a la falla del Guadalquivir, y del sistema montañoso más elevado de la Península al mar, sólo sea técnicamente utilizable un 16,5 por 100 del potencial fluvial bruto. Este es uno de los estudios que, en el marco de los planes hidrológicos, o a través del Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), merecería la pena rehacer con el máximo apoyo del Estado.

En la cuenca del Pirineo Oriental, aunque no tanto como en las del Sur, la proporción es también muy baja, del 28,7 por 100, y también necesitaría nuevo estudio. Ambos casos resultan también más acreedores de atención, porque la insuficiencia de recursos hidroeléctricos en estas zonas está obligando a cubrir las irregularidades de su demanda eléctrica con centrales de bombeo, o con centrales térmicas convencionales que queman combustibles importados de buena calidad.

2. POTENCIAL HIDROELECTRICO YA DESARROLLADO Y SU RELEVANCIA EN EL PANORAMA ENERGETICO

La potencia actualmente instalada en centrales hidroeléctricas es, según datos de la Memoria de UNESA de 1985, de 14.680 MW, equivalente al 35,4 por 100 del total de 41.436 MW, que se completan con 20.941 MW de térmica convencional y 5.815 MW de nuclear.

La capacidad de reservas eléctricas de los embalses es de 17.360 GWh/año, de los que 9.570 GWh corresponden a embalses de ciclo hiperanual. Del conjunto de embalses para todos los usos, los preferentemente eléctricos pueden almacenar 17.400 Hm^3 de agua, equivalentes al 41 por 100 de la capacidad total.

El potencial hidroeléctrico actualmente utilizado se estima en aproximadamente 35.600 GWh/año, es decir la mitad del técnicamente desarrollable a que antes nos hemos referido. Está repartido bastante uniformemente en toda la Península, excepto en la denominada cuenca del Sur, en la que está utilizado sólo el 33,3 por 100 y en la del Segura, con el 22,2 por 100.

Estos 35.600 GWh/año que se calculan como producible medio anual se reducirían a 32.870 GWh/año si las estimaciones se basaran en sólo los últimos veinticinco años. Por otra parte, se ha estimado que el producible va disminuyendo al ritmo del 0,36 por 100 anual, por el efecto combinado de cambios climáticos y de las mayores detracciones para riego, con lo que el potencial de un año de hidraulicidad media no pasaría de 32.000 GWh. Esta estimación, sin embargo, puede estar en contradicción con las producciones algo mayores que se han obtenido últimamente en años de hidraulicidad inferior a la media, lo cual se puede atribuir a que la reducción de los vertidos por una mejor utilización del agua disponible, gracias a la explotación conjunta del sistema eléctrico nacional, y por el sobreequipamiento de muchas centrales hidroeléctricas, contrarresta aquella tendencia a la baja. En cualquier caso, el análisis y, mucho más, la predicción del producible anual son dificilísimos por el gran número de variables a considerar y porque la irregularidad pluviométrica española es grande, no solamente de unos años a otros, sino de unos meses a otros dentro de un mismo año, y de una región a otra.

En el cuadro n.º 2, tomado tam-

CUADRO N.º 2

CLASIFICACION DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN SERVICIO

Tipo de centrales	*Potencia Instalada MW*	*Producible Medio GWh/año*
Pequeñas centrales	390	1.100
Saltos de pie de presa de embalses para usos múltiples	1.240	2.700
Fluyentes	2.400	7.800
Sistemas regulados	8.420	22.500
Centrales de bombeo puro...	1.960	100
TOTAL de servicio público	14.410	34.200
Auto-productores y varios	380	1.400
TOTAL	14.790	35.600

Fuente: ALEJANDRO DEL CCAMPO, *La Energía Hidroeléctrica en el Abastecimiento Energético a Medio y Largo Plazo*, 1986.

CUADRO N.° 3

PARTICIPACION DE LOS VECTORES ENERGETICOS EN LA PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS PAISES DE LA COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA EN 1985, EN %

Países	*Hulla y antracita*	*Lignito*	*Fuel-Oil*	*Gas Natural*	*Otros gases y otros vectores energéticos*	*Total de energía térmica convencional*	*Energía Nuclear*	*Energía Hidroeléctrica*
R.F. Alemana..	31,6	21,7	2,6	6,1	2,9	64,9	30,8	4,3
Francia	11,3	0,9	1,6	0,9	1,4	16,1	65,2	18,7
Gran Bretaña...	61,3	—	14,4	1,2	0,3	77,2	20,5	2,3
Italia	14,1	0,8	39,7	14,0	2,2	70,8	3,7	25,5
Holanda	23,6	—	5,9	60,1	4,1	93,7	6,3	—
Bélgica	21,6	—	6,7	4,0	4,9	37,2	60,5	2,3
Grecia	2,9	61,0	26,0	—	—	89,9	—	10,1
Dinamarca ...	96,2	—	3,4	—	—	99,6	—	0,4
Irlanda	0,8	24,0	16,5	49,6	—	90,9	—	9,1
Luxemburgo...	5,0	—	3,0	1,5	35,5	45,0	—	55,0
Total CEE 10.	30,3	7,9	10,6	7,3	1,9	58,0	32,0	10,0
España	23,8	15,9	6,9	1,6	1,0	49,2	21,9	28,9
Portugal	9,0	0,5	30,5	—	2,6	42,6	—	57,4
Total CEE 12.	29,6	8,5	10,5	6,7	1,8	57,1	30,8	12,1

Cifras de 1985 sujetas a revisión.
Fuente: RUDI GABEL, *Aufschwung in der Energiewirtschaft der Europäischen Gemeinshaft 1985;* GLUCKAUF 122 (1986) Nr. 9

bién del trabajo de Alejandro del Campo, se clasifican las centrales hidroeléctricas existentes. Hay una pequeña diferencia, nada significativa, entre la potencia que en él se les atribuye y los datos de UNESA. Quizás lo más destacable de él sea que los 10.380 MW, un 70 por 100 de la potencial total, que suman los sistemas regulados y las centrales de bombeo, con un producible medio de 22.600 GWh., son los que se pueden utilizar con muy pocas restricciones para la regulación de la cobertura de la demanda eléctrica, que en España es bastante irregular estacionalmente, con una punta invernal móvil muy acusada, pero de sólo una o dos semanas de duración, que creemos se logrará reducir, aunque no se ha conseguido hasta ahora, con un uso adecuado de los contratos de interrumpibilidad de los grandes consumidores. Las curvas de carga diaria también muestran grandes diferencias entre las horas valle y las punta, a pesar de que se ha logrado en este aspecto una mejoría importante en los dos últimos años, atribuible al sistema de recargos y descuentos por discriminación horaria de las tarifas. Para conseguir nivelar las curvas durante todo el año, y especialmente en los meses de invierno, reduciendo asimismo la punta estacional móvil a que nos acabamos de referir, sería necesaria una extensión mayor de la tarifa nocturna para baja tensión y usos residenciales, lo que a su vez exigiría el abaratamiento de los radiadores y calderas de acumulación de calor, mediante la fabricación nacional o la supresión de sus aranceles. En tanto esto no se consiga, no hay otra solución que disponer de una reserva de potencia importante con relativamente pocas horas de utilización.

Aparte de este papel de regulación y reserva, la producción hidroeléctrica española tiene relevancia propia, tanto si se considera sólo la producción de energía eléctrica como si se contempla en el conjunto del consumo de energía primaria. En los cuadros nos. 3 y 4 se presentan cifras de 1985 de todos los países de la Comunidad Económica Europea, ampliadas con las de España y Portugal, integradas en ella desde 1 de enero de 1986. En estos cuadros se ve que, por lo que se refiere a la energía eléctrica, la de origen hidráulico sólo es superada en España por la obtenida con carbón, y que su participación porcentual en la oferta casi triplica el promedio de la Comunidad de los Diez, y sólo es inferior en

la Comunidad de los Doce a las de Portugal y Luxemburgo, muy poco significativas en el conjunto. En el cuadro n.° 4, de consumo de energía primaria, se ve también que, en valor absoluto, sólo es mucho mayor que la de España la producción hidroeléctrica italiana, siendo similares la española y la francesa.

En el cuadro n.° 4 también se puede observar que la dependencia española del petróleo supera en un 7,5 por 100 a la de la Comunidad de los Diez. Para suprimir esta diferencia, una de las soluciones más interesantes, por ser recurso nacional, es sin duda el incremento de la producción hidroeléctrica.

Este incremento ya hemos visto que es técnicamente posible. Sólo falta, por tanto, estudiar su viabilidad económica; pero, como paso previo, creemos que sería interesante hacer un inciso para ver, en el apartado siguiente, cómo se ha ido desenvolviendo históricamente la instalación de potencia hidroeléctrica en nuestro país.

CUADRO N.° 4

CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA EN LOS PAISES DE LA COMUNIDAD EUROPEA EN 1985

(Valores absolutos en 10^6 tec)

Países	*Petróleo*	*Hulla y antracita*	*Gas Natural*	*Energía Nuclear*	*Lignito*	*Energía Hidráulica y otras*	*Total*
R.F. Alemana	157,1	81,0	58,4	41,3	36,4	7,2	381,4
Gran Bretaña	108,0	88,3	66,0	21,0	—	1,4	284,7
Francia	119,0	31,0	35,1	71,8	1,5	12,8	271,2
Italia	113,6	20,4	39,6	2,2	0,4	21,3	197,5
Holanda	30,7	9,5	46,2	1,2	0,0	1,8	89,4
Bélgica	25,2	14,0	10,5	11,0	0,0	0,1	60,8
Dinamarca	14,9	10,0	0,8	—	0,0	0,2	25,9
Grecia	15,2	1,5	0,1	—	7,0	1,3	25,1
Irlanda	5,8	1,3	2,8	—	2,2	0,2	12,3
Luxemburgo	1,5	2,0	0,5	—	0,0	1,7	5,7
Total CEE 10	591,0	259,0	260,0	148,5	47,5	48,0	1.354,0
España	55,0	20,0	3,4	9,9	7,0	12,2	107,5
Portugal	11,7	1,4	—	—	—	4,4	17,5
Total CEE 12	657,7	280,4	263,4	158,4	54,4	64,6	1.479,0
Participación de los vectores energéticos en %							
R.F. Alemana	41,2	21,2	15,3	10,8	9,6	1,9	100,0
Gran Bretaña	37,9	31,0	23,2	7,4	—	0,5	100,0
Francia	43,9	11,4	12,9	26,5	0,6	4,7	100,0
Italia	57,5	10,3	20,1	1,1	0,2	10,8	100,0
Holanda	34,3	10,6	51,7	1,4	0,0	2,0	100,0
Bélgica	41,4	23,0	17,3	18,1	0,0	0,2	100,0
Dinamarca	57,5	38,6	3,1	—	0,0	0,8	100,0
Grecia	60,5	6,0	0,4	—	27,9	5,2	100,0
Irlanda	47,1	10,6	22,8	—	17,9	1,6	100,0
Luxemburgo	26,3	35,1	8,8	—	0,0	29,8	100,0
Total CEE 10	43,7	19,1	19,2	11,0	3,5	3,5	100,0
España	51,2	18,6	3,2	9,2	6,5	11,3	100,0
Portugal	66,9	8,0	—	—	—	25,1	100,0
Total CEE 12	44,5	18,9	17,8	10,7	3,7	4,4	100,0

Fuente: Rudi Gabel, *Aufschwung in der Energiewirtschaft der Europäischen Gemeinshaft 1985;* GLUCKAUF 122 (1986) Nr. 9

3. HISTORIA DEL DESARROLLO DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO ACTUALMENTE UTILIZADO

El importante grado de utilización que ha alcanzado el potencial hidroeléctrico español no se ha conseguido espontáneamente por el libre juego de las fuerzas económicas, sino que ha necesitado, prácticamente desde sus inicios, el estímulo y la ayuda del Estado. Aparte del interés lógico que éste haya mostrado por asegurar un servicio público tan importante como es el de la electricidad, parece que esta ayuda ha sido necesaria porque las obras hidroeléctricas requieren unas inversiones muy importantes, con un largo período de amortización y con unos rendimientos económicos inciertos, pues éstos dependen de la producción obtenida, que a su vez es función de la meteorología; de las tarifas eléctricas, cuya actualización está condicionada a la autorización de la Administración, y, finalmente, del crecimiento de la demanda, que ha venido siendo constante pero muy irregular en su cuantía.

Uno de los primeros pasos para estas ayudas fue la Ley de Fomento de la Industria Nacional, de 2 de marzo de 1917, que preveía subvenciones, exenciones y reducciones fiscales y otros beneficios, pero que tuvo muy poca importancia en la práctica. La ayuda estatal al sector eléctrico aparece en gran escala con la dictadura de Primo de Rivera, que fomentó la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos, otorgando las concesiones correspondientes mediante decretos-leyes que establecían aportaciones estatales del 50 por 100 de su coste y préstamos del 40 por 100 del mismo, a bajo interés, y a reintegrar en 25 ó 30 años. La vigencia de estos decretos-leyes, en lo que diferían de lo previsto en la Ley de Obras Hidráulicas de 1911, fue suspendida por la Segunda República, pero recién terminada la guerra civil, por la Ley de Protección a la Industria, de 24 de octubre de 1939, se previeron de nuevo otras ayudas a las industrias de interés nacional, que se concretaron en la Ley de 15 de mayo de 1945 y las órdenes ministeriales de 5 de octubre y 13 de noviembre del mismo año, que declaraban «de absoluto interés nacional» todo lo relativo a los incrementos de producción de energía eléctrica. Esto facilitó la reconstrucción de las instalaciones averiadas o destruidas durante la guerra, recuperándose en 1940 los máximos niveles de potencia instalada y de energía producida que se habían logrado anteriormente, con 1.350 MW y 3.353 GWh.

Con las medidas legislativas de 1945 se trató indudablemente de evitar la repetición de la grave crisis energética que había ocasionado la excepcional sequía de los años 1944 y 1945, que afectó a toda Europa y que supuso un importante retroceso de la producción hidroeléctrica española, como se puede ver en el cuadro número 5. Estas dificultades fueron tambien una de las causas concurrentes en la creación de UNESA por las principales sociedades eléctricas.

Según una publicación monográfica de UNESA de aquella época, en el período de 1940 a 1945 se puso en marcha una potencia hidroeléctrica nueva, equivalente a 78 MVA, con un producible de 206 GWh. Se inició también la construcción o ampliación de diversas centrales, totalizando 1.127 MVA, con un producible de 3.064 GWh, y se proyectaron 255 MVA, con un producible de 659 GWh. Todo ello totalizaba 1.460 MVA y 3.929 GWh anuales, duplicando prácticamente las cifras de 1940, que a su vez eran aproximadamente iguales a las más altas alcanzadas antes de la guerra civil.

Dado lo bajo de estas cifras en relación con las actuales, tanto en potencia instalada como en producción, podemos prescindir de la consideración del período anterior a 1940, en el que, además, las características de la explotación de las centrales y del mercado atendido por ellas diferían bastante de las actuales.

En el casi medio siglo transcurrido desde 1940, la producción hidroeléctrica aumentó de los 3.353 GWh registrados en dicho año a los 30.000 ó 36.000 GWh que se pueden considerar ahora normales en un año hidráulicamente medio, habiéndose logrado el máximo en 1979 con 47.473 GWh, y 33.185 GWh en 1985. Pero la potencia instalada anualmente no siguió siempre el mismo ritmo, como se puede ver en el cuadro n.° 5 y en el gráfico 2. Por supuesto, la irregularidad de las cifras de producción fue mucho mayor, como queda patente en el gráfico 3; pero esto se debió a causas fundamentalmente meteorológicas, mientras que el cambio de ritmo en la construcción de nuevas plantas tiene una correlación clara con los regímenes de ayudas económicas.

Se pueden distinguir a este efecto tres períodos. En el primero, desde 1940 a 1952, año en que se implantó el sistema de primas de OFILE, la potencia hidráulica instalada aumentó al ritmo del 4,12 por 100 anual medio acumu-

CUADRO N.° 5

DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO TOTAL DE ESPAÑA

Año	Producción de energía eléctrica (GWh)		Potencia Instalada (MW)	
	Hidroeléctrica	Total	Hidroeléctrica	Total
Ayudas varias y "Absoluto Interés Nacional"				
1940	3.353	3.617	1.350	1.731
1941	3.659	3.890	1.355	1.740
1942	4.065	4.438	1.376	1.771
1943	4.385	4.818	1.408	1.818
1944	4.016	4.720	1.412	1.827
1945	3.180	4.173	1.458	1.876
1946	4.587	5.411	1.500	1.937
1947	5.178	5.951	1.662	2.112
1948	5.172	6.111	1.756	2.234
1949	3.965	5.568	1.890	2.481
1950	5.017	6.853	1.906	2.553
1951	6.869	8.224	1.986	2.660
1952	7.722	9.342	2.192	2.963
Período de compensaciones de OFILE por nuevas construcciones				
1953	7.411	9.622	2.527	3.302
1954	7.128	10.071	2.553	3.436
1955	8.937	11.836	3.200	4.103
1956	11.182	13.673	3.659	4.722
1957	9.670	14.523	3.900	5.510
1958	11.285	16.350	4.195	6.073
1959	14.256	17.353	4.436	6.384
1960	15.625	18.614	4.600	6.567
1961	15.981	20.879	4.768	7.010
1962	16.073	22.905	5.190	7.488
1963	21.139	25.897	5.895	8.387
1964	20.646	29.526	7.020	9.726
1965	19.687	31.724	7.193	10.173
1966	27.278	37.699	7.680	11.137
1967	22.680	40.637	8.227	12.898
1968	24.428	45.851	8.543	13.988
1969	30.691	52.124	9.335	15.653
1970	27.959	56.490	10.883	17.924
1971	32.747	62.516	11.057	19.073
1972	36.458	68.904	11.136	21.871
1973	29.524	76.272	11.470	23.207
1974	31.347	80.857	11.841	24.337
Régimen de conciertos				
1975	26.448	82.482	11.954	25.467
1976	22.508	90.822	12.497	26.591
1977	40.742	93.804	13.096	27.550
1978	41.497	99.534	13.530	28.278
1979	47.473	105.779	13.515	29.902
1980	30.807	110.483	13.577	31.144
1981	23.178	111.232	13.579	32.788
1982	27.394	114.569	13.821	33.509
1983	28.865	117.196	14.087	35.612
1984	33.420	120.042	14.119	38.902
1985	33.185	127.216	14.680	41.436

Fuente: Memoria de UNESA 1985.

lativo y la potencia total al 4,58 por 100, siendo esta pequeña diferencia consecuencia de la política de instalación de centrales de carbón, como complemento y reserva de las hidráulicas en años de sequía. No hay que olvidar que la de los años 1944 y 1945 tuvo carácter excepcional, no sólo en España sino en toda Europa.

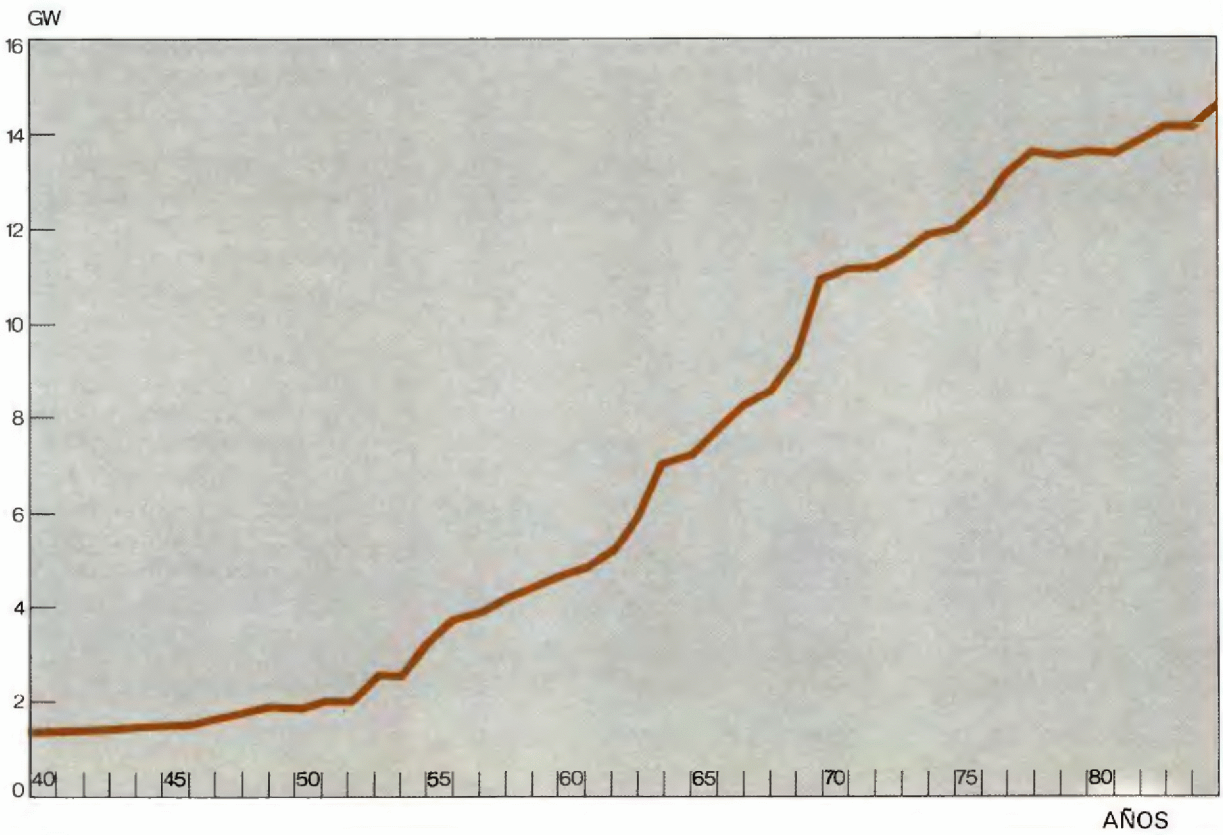
En el segundo período, de veinte años, desde el fin del anterior hasta 1973, año en que se suprimió el sistema OFILE, este incremento anual medio acumulativo, partiendo del nivel de 1952, casi se duplicó, alcanzando el 8,2 por 100. El crecimiento de la potencia total instalada, térmica e hidráulica, fue bastante mayor, del 10,3 por 100, lo que indica que, a pesar del importante papel que seguían desempeñando las centrales hidroeléctricas en cuanto a potencia, las térmicas iban perdiendo su carácter supletorio y, por lo que se refiere a energía producida, la de origen térmico fue ya superior en 1970 a la hidroeléctrica, superioridad que se consolidó desde 1973 y que no perdió ni siquiera en 1979, año hidráulico *record*, con 47.473 GWh, que no se han vuelto a lograr hasta ahora.

El tercer período, desde 1974 hasta la actualidad, se caracteriza por una reducción del ritmo de instalación de potencia hidroeléctrica, minoración ya iniciada al final del período anterior y que dejó el crecimiento en sólo el 2,08 por 100 anual, mientras que la potencia total instalada creció, no obstante, en un 4,95 por 100 y la producción total de energía eléctrica, en un 4,36 por 100.

Este análisis, por somero que sea, pone de manifiesto el éxito que tuvo el sistema de primas de OFILE a las nuevas construcciones. En esencia consistía en de-

GRAFICO 2

EVOLUCION DE LA POTENCIA HIDRAULICA INSTALADA



traer de las tarifas eléctricas que pagaban los abonados el porcentaje necesario para pagar la mayor parte de unas amortizaciones y cargas financieras estándares por kW de potencia de las centrales puestas en servicio. Aunque las primas de cada año estaban afectadas por un coeficiente variable, entre 0,8 y 1,3, en función de la producción media lograda en el quinquenio anterior, para asegurar que no se construyeran centrales inefectivas, el sistema eliminaba casi totalmente las consecuencias de la irregularidad de los caudales de los ríos utilizados y aseguraba el retorno del capital, que en teoría debía realizarse en 22 años, pero que en la práctica se hizo en períodos muy diferentes, como veremos a continuación.

Para estudiar la ayuda a la inversión que recibieron las distintas centrales, se calcularon en OFICO los tantos por ciento siguientes para cada central hidroeléctrica acogida al sistema de compensaciones, con obras de regulación y sin participación del Estado en la construcción de la obra hidráulica:

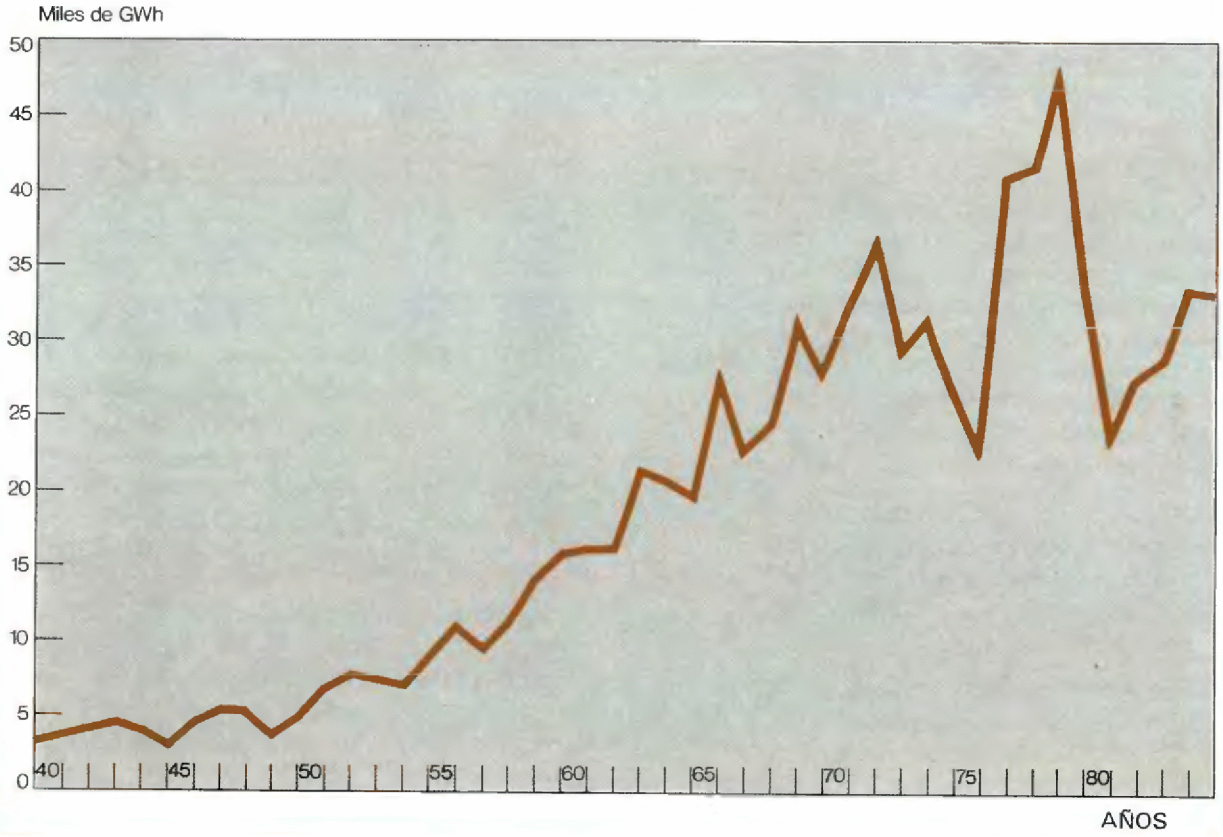
$$X = \frac{\text{Prima inicial/kW} \times \text{potencia total} \times \text{coeficiente medio que le correspondió por su producción} \times 100}{\text{Inversión a la puesta en marcha de la central}}$$

Estos índices se calcularon para 154 centrales, que totalizaron 7.432 MW de potencia, obteniéndose como media aritmética de todos ellos el 7,88 por 100; como valor más frecuente, el del intervalo del 10 al 11 por 100, y como desviación típica, el 3,82 por 100. Los valores extremos fueron el 0,5 por 100 y el 18,52 por 100. No se incluyeron en la relación algunas instalaciones en que había evidentes errores en los datos sobre la inversión, que se declaraban pero que no tenían efecto sobre el importe de las compensaciones a percibir.

A estas centrales hay que aña-

GRAFICO 3

EVOLUCION DE LA PRODUCCION HIDROELECTRICA



dir las que aprovecharon obras realizadas total o parcialmente por el Estado, que fueron, salvo error u omisión, 70, con una potencia total de 1.295,4 MW. La ayuda que recibieron de OFILE fue, en general, análoga en la mayoría de los casos a la de las centrales sin participación del Estado. Sólo en cinco se llegó a porcentajes del 22,2 al 24,9 por 100 (hecho el cálculo sin restar de la compensación el canon que tenían fijado), aunque hay dos cuya resolución ha sido objeto de recursos contenciosos administrativos que están pendientes de sentencia del Tribunal Supremo, y cuyos índices podrían superar estos valores.

Se beneficiaron de las primas las nuevas centrales y grupos puestos en servicio desde 1939, lo cual era lógico, ya que la energía producida por ellas tenía el mismo tratamiento en cuanto a tarifas y cotización a OFILE, y se partía del principio de que las primas debían compensar los sobrecostes de construcción habidos desde la terminación de la guerra civil.

Las primas por nuevas construcciones deberían haber sufrido una reducción gradual después de los tres primeros años de funcionamiento de cada central, pero estas reducciones se aplazaron y sólo tuvieron alguna efectividad en los últimos años, antes de la supresión del sistema, por lo que no se tuvieron en cuenta en el estudio citado.

El sistema de compensaciones de OFILE tenía bastantes defectos; necesitó retoques legislativos que fueron muy discutidos y, al final, el llamado complemento «r» de las tarifas, de que se nutría, llegó a ser mayor que la base sobre la que se aplicaba, pero, a pesar de ello, el sistema acumuló también un déficit considerable. Todo

esto condujo a que se acordara su supresión, pero, en lo referente a las nuevas construcciones hidráulicas, tenía una serie de cualidades excelentes, entre las que merecen mención las siguientes:

- Aseguraba la recuperación del capital invertido en un plazo razonable y la hacía en buena medida independiente de la irregular hidraulicidad.

- Funcionaba con valores estándares, lo que estimulaba el interés de las empresas por elegir los mejores proyectos y llevarlos a cabo con el menor coste posible y, sobre todo, en el plazo más breve posible, cosa entonces importante por el rápido crecimiento de la demanda.

- Utilizaba sólo fondos procedentes de las tarifas eléctricas, con lo que el sistema era financiado por los propios usuarios de la electricidad.

- Era, en términos generales, neutral en la competencia entre las centrales hidráulicas y térmicas.

Logró, por todo ello, que el parque eléctrico español aumentase en tal forma que se olvidó el fantasma de las restricciones, a pesar del enorme crecimiento de la demanda, superior al 10,5 por 100 anual, que hubo durante los años en que estuvo en vigor.

En los años sesenta se establecieron beneficios fiscales y crediticios a la inversión y otras ayudas en el marco de los planes de desarrollo, que supusieron estímulos suplementarios, pero esto no se tradujo en un aumento del ritmo de construcciones, quizás porque fueron varios los sectores que disfrutaron de análogos beneficios, con lo que no se atrajo más capital al campo eléctrico. También, antes de la terminación del sistema de compensaciones de OFILE, se publicó el decreto-ley 18/1971, de 1 de diciembre, sobre régimen de apoyo fiscal a la inversión, y otras disposiciones que supusieron una ayuda más a la construcción de centrales hidroeléctricas.

CUADRO N.° 6

CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA HIDROELECTRICO DEL REGIMEN DE CONCIERTO

Cuenca	Potencia a Instalar			Capacidad de producción de energía		
	Prevista MW.	Realizada MW.	%	Prevista GWh.	Realizada GWh.	%
Norte	2.149,0	635,0	29,5	3.758,6	867,0	23,1
Duero	1.671,0	1.290,0	77,2	1.717,6	1.105,0	64,3
Tajo	1.875,8	580,0	30,9	1.895,1	698,0	36,8
Guadiana	118,8	50,4	42,4	154,0	51,0	33,1
Guadalquivir ...	69,7	2,1	3,0	177,3	7,0	3,9
Sur	452,7	383,3	84,7	973,1	812,1	83,5
Segura	150,0	0,0	0,0	225,0	0,0	0,0
Júcar	876,0	690,0	78,8	296,0	103,0	34,8
Ebro	3.654,7	663,3	18,1	7.241,5	1.364,5	18,8
TOTAL	11.017,7	4.294,1	39,0	16.438,2	5.007,6	30,5
				Horas de utilización		
				1.492,0	1.165,0	

Se han incluido en las realizaciones centrales no acabadas, pero en construcción muy avanzada al finalizar el Régimen de Concierto en 31-12-1985.

Fuente: Anexo del R.D. 175/1975, de 13 de febrero y elaboración propia.

El sistema de compensaciones de OFICO, que sucedió a OFILE, no contemplaba ayuda alguna a las nuevas construcciones hidroeléctricas, pero dos años después de su implantación, en 1975, se estableció el Régimen de Acción Concertada, que se extendió hasta el 31 de diciembre de 1985, pero que no logró los resultados esperados de él. Como causas de ello se han citado las siguientes:

- La financiación con crédito oficial, que en teoría debía ser del 40 por 100 de la inversión, se redujo mucho en la práctica, por no haber admitido el Banco de Crédito Industrial la revisión de los presupuestos, a pesar de la fuerte inflación por que se atravesó en estos años. El interés preferente, que comenzó siendo del 7 por 100, se fue aproximando también al normal.

- El sistema de compensaciones por combustible entre empresas de UNESA tenía el defecto de que la energía hidroeléctrica debía competir con una energía térmica que resultaba, en la práctica, a precios análogos a los anteriores a la crisis del petróleo.

- Las mayores dificultades para hacer efectivas las expropiaciones, especialmente por el procedimiento de urgencia, al mostrarse las autoridades poco decididas a ejecutarlas, quizás en algunos casos injustificadamente, pero en otros por la convicción de que eran en la práctica injustas para los expropiados.

• La mala situación financiera de las empresas, derivada principalmente de la financiación del programa de centrales nucleares, que absorbió la mayoría de sus recursos.

• El retraso y la reducción del programa nuclear, que hizo inútil una parte de las instalaciones hidroeléctricas, especialmente de bombeo, concebidas como complemento de las centrales nucleares.

Todo esto llevó a que al finalizar la Acción Concertada, en 1985, su grado de cumplimiento fuera pequeño, como se pone de manifiesto en el cuadro n.° 6.

Los últimos años del Régimen de Concierto coincidieron con los primeros del Plan Energético Nacional (PEN) 1983-1992, que incluía un programa hidráulico, que se resume en el cuadro n.° 7. Sin embargo, tuvo sólo el efecto limitado de una mera declaración de intenciones, pues, aunque se estudiaron las medidas necesarias a tomar para sustituir a las de la Acción Concertada al término de ésta y para aumentar su efectividad, no se llevaron a cabo por los motivos siguientes:

• La terminación completa del Plan Acelerado de Centrales de Carbón y la puesta en marcha de varias centrales nucleares fueron suficientes para cubrir el crecimiento de la demanda.

• La disponibilidad de las centrales nucleares fue, en conjunto, superior a la prevista, a pesar de los defectos de diseño de algunas de ellas.

• La difícil situación económica de las empresas del sector decidió a la Administración a prestar la máxima atención a su saneamiento financiero y a la reestructuración de sus activos, antes de animarlas a realizar nuevas inversiones.

En 1986 se preveía realizar una revisión del PEN, que podría completarse con una previsión de su prolongación a un horizonte de unos diez años, pero, evidentemente, con un mercado del petróleo sin estabilizar, y sin haberse analizado todavía a fondo las consecuencias del accidente nuclear de Chernobyl, esta revisión no es nada fácil. En cualquier caso, aunque se aplace, habrá que tomar decisiones sobre puntos concretos, por lo que, viendo la disminución del ritmo de ejecución de obras hidráulicas en que todavía estamos incursos, parece llegado el momento oportuno para plantearnos la pregunta que constituye el tema del apartado que sigue a continuación.

CUADRO N.° 7

PEN 1983-1992
POTENCIA HIDRAULICA INSTALADA EN MW (Previsión)

Tipo de central	*1982*	*1983*	*1984*	*1985*	*1986*	*1987*	*1988*	*1989*	*1990*	*1991*	*1992*
Hidráulica convencional y mixta	12.605	12.635	12.658	12.706	12.821	13.332	13.918	14.542	15.614	16.571	17.208
Bombeo puro	863	1.118	1.318	1.718	1.718	1.718	1.718	2.228	2.478	2.478	2.728
Total Hidráulica	13.468	13.753	13.976	14.424	14.539	15.050	15.636	16.770	18.092	19.049	19.936

PRODUCCION DE ELECTRICIDAD EN CENTRALES HIDROELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO PENINSULAR (GWh en barras de central)

	1982	*1986*		*1990*		*1992*	
		Medio	Seco	Medio	Seco	Medio	Seco
Producción total	25.641	33.970	24.880	38.990	28.690	40.380	29.600
Consumo en bombeo	1.606	987	1.406	1.540	2.168	1.611	2.198
Producción neta	24.035	32.983	23.474	37.450	26.522	38.769	27.402

Fuente: Ministerio de Industria y Energía.

4. DESARROLLO FUTURO DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO ESPAÑOL

¿Cuáles son las posibilidades futuras de incrementar el desarrollo del potencial hidroeléctrico de España? Evidentemente, debe ser sobreentendido el adjetivo «económicas» para estas posibilidades, y la respuesta será función de la que se dé a otra pregunta: ¿Qué estímulos económicos pueden y deben recibir las inversiones que se realicen en obras y centrales hidroeléctricas? Y, a su vez, la contestación a esta pregunta depende de las de estas otras dos: ¿Qué papel es deseable que juegue la energía hidroeléctrica en el abastecimiento eléctrico de España? y ¿cómo pueden desenvolverse los aprovechamientos hidroeléctricos en el marco de la nueva Ley de Aguas, en cuanto a su régimen concesional y a su explotación?

Este planteamiento tiene gran interés pues, a la visita del claro decaimiento que ha habido en la construcción de nuevas centrales, se ha extendido en muchos medios la impresión de que el potencial hidroeléctrico económicamente explotable está casi agotado y de que el remanente técnicamente posible no se llegará a llevar a la realidad.

Para analizar racionalmente este problema hay que recordar de nuevo dos caracteres distintivos de los aprovechamientos hidroeléctricos: precisan la utilización de bienes de propiedad ajena, unos públicos, que han de ser objeto de concesión, y otros privados, para adquirir los cuales hace falta recurrir a la expropiación en alguna medida, y precisan también la realización de una inversión considerable con un ritmo de recuperación lento y aleatorio.

El resto de los problemas son de menor cuantía, pues los gastos de explotación de estas centrales son muy reducidos —de hecho en muchos estudios ni se consideran— y sus problemas de seguridad en la explotación y de preservación del medio ambiente son relativamente fáciles de dominar. De hecho, aunque haya habido catástrofes debidas a fallos de presas, creemos que han sido más numerosas y graves las que han tenido lugar por falta o insuficiencia de estas construcciones; y, si se han inundado vegas de notable belleza, la creación de lagos y láminas de agua ha supuesto también una mejora notable del entorno en muchos lugares.

El primero de los problemas citados, el de la concesión, que incluye el de las expropiaciones y el de la compatibilidad con otros usos del agua, creemos que no ha sido decisivo para el ritmo de desarrollo del potencial hidroeléctrico en su conjunto. Con la nueva Ley de Aguas se descentraliza su tramitación, y debemos esperar que se agilice y que el buen sentido de las autoridades competentes, y de todas las partes interesadas, consiga hacer compatibles y armonizar todas las utilizaciones de los recursos hidráulicos, logrando así su aprovechamiento óptimo. Para ello será precisa una colaboración estrecha de todas las partes interesadas, Administración y usuarios, en la confección de los planes hidrológicos, enfocándolos a obtener los máximos beneficios sociales y económicos para las comunidades afectadas y para toda la nación. Asimismo se deberá revisar la legislación y reglamentos sobre expropiaciones, para agilizarlas sin mengua de los intereses privados de terceros.

Veamos ahora cuál es el papel que es deseable que desempeñe la nueva potencia hidroeléctrica a instalar. Al confeccionar el PEN se previó un incremento muy importante, de 6.468 MW en 10 años, o sea, prácticamente 647 MW/año. A finales de 1985 la potencia instalada era muy similar a la prevista en el PEN, pero hay menos obras en construcción que las que serían precisas para alcanzar los objetivos señalados. En esta situación, parece que convendrá prever una instalación anual de potencia del mismo orden, o algo mayor, tendiendo a sobreequipar más las nuevas instalaciones y previéndolas para alcanzar menos de 1.500 horas de utilización anuales. De este modo, se iría sustituyendo la actual reserva de grupos térmicos de fuel y gas por otros hidráulicos de menor dimensión unitaria, más rápidos de respuesta y más flexibles en su utilización. En términos de energía, se mantendría el mismo tanto por ciento actual de cobertura de la demanda y se optimizaría el funcionamiento del sistema eléctrico en lo que se refiere a la potencia.

Esta hipótesis de revisión del PEN se refiere sólo a centrales de más de 5 MW reguladas, a las que habría que sumar las minicentrales de hasta 5 MW incluidas en el reciente Plan de Energías Renovables (PER), que se financiarán y apoyarán con otros criterios en el marco de dicho Plan. Una parte de estas centrales son rehabilitaciones de instalaciones paradas, e incluso abandonadas, de pequeña potencia. Sólo de 1964 a 1978 dejaron de funcionar 1.005 plantas, con unos

100 MW de potencia y un producible de 300 GWh. En los planes elaborados por el Instituto de Diversificación y Ahorro Energético —IDAE— se contempla rehabilitar 90 MW, e instalar, en total, de 1985 a 1990, 250 MW.

Las minicentrales y centrales de tamaño medio, explotadas por las comunidades de regantes o por empresarios independientes de acuerdo con ellas, pueden ser un medio muy eficaz de hacer compatible la utilización del potencial hidroeléctrico con los regadíos en las zonas en que estos tienen una importancia predominante, como puede ser en la cuenca del Segura y, en general, en las cuencas del Sur de la Península, en las que ya hemos visto que los aprovechamientos hidroeléctricos no sólo están poco desarrollados sino que da la impresión de que incluso están poco estudiados técnicamente, o de que estos estudios han llevado a soluciones poco interesantes para las grandes empresas eléctricas.

Pensando en estas posibilidades, que no están completadas totalmente en la información manejada, hemos tendido en lo que sigue a redondear por exceso las cifras de nuevas instalaciones que se preven.

En el cuadro n.° 8 se presenta una estimación del potencial hidroeléctrico aún remanente, clasificado por tipos de aprovechamiento. Como se puede ver, está también confeccionado con el criterio de ir a unas 1.500 horas/año de utilización. La instalación de 700 MW/año de nueva potencia equivaldría a agotar la parte mejor de este potencial remanente en 20 años. En los 10 años a que alcanzaría la revisión del PEN, se desarrollaría el 50 por 100 de este total remanente considerado útil, y se completaría el desarrollo del 60 por 100 del que se ha clasificado como posible técnicamente.

Independientemente de estos objetivos planificados, que, como todos, son susceptibles de cambio, debemos reflexionar sobre cuál debe ser racionalmente el papel a desempeñar por la energía hidroeléctrica en España. La respuesta más elemental es que, reduciéndose nuestros recursos energéticos seguros prácticamente a carbones de baja calidad y energía hidroeléctrica, y siendo deseable por razones de independencia económica y de seguridad, aceptadas por todos los países del mundo y recomendadas por la Agencia Internacional de la Energía, una cobertura relativamente elevada de la demanda con tales recursos propios, el carbón nacional debe estar en la base o en la zona intermedia de la curva de carga, con unas 5.000-5.500 horas/año, donde puede ser más económico, y la energía hidroeléctrica en la parte más alta del diagrama. Como recurso sólo parcialmente propio, podemos considerar la energía nuclear, ya que disponemos de minerales de uranio, pero no podemos abordar, hoy por hoy, su enriquecimiento. En cualquier caso, la energía nuclear debe ir a la base de la curva de carga, por razones obvias que no es preciso repetir aquí. Y, como recurso ajeno más deseable, el carbón importado podría ocupar una posición intermedia entre el carbón nacional y la energía hidroeléctrica, con 4.000-4.500 horas/año. Los combustibles líquidos y gaseosos sólo deben utilizarse conyunturalmente, cuando su precio sea lo suficientemente bajo, o como suplemento de la energía hidroeléctrica en caso de necesidad. Los criterios definidos en el PEN son, por tanto, válidos con carácter general y no sólo en una coyuntura determinada.

Pasaremos, por tanto, al capítulo siguiente. Y examinaremos qué parte del potencial técnico remanente será económicamente

CUADRO N.° 8

CLASIFICACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO REMANENTE EN 1986

Tipo de Aprovechamiento	*Potencia a Instalar MW*	*Producibles GWh/año*
Centrales de agua fluyente	2.600	9.100
Centrales de pie de presa	750	1.300
Aprovechamientos para usos múltiples ...	1.960	3.800
Sistemas hidroeléctricos regulados	3.500	5.400
Ampliación de aprovechamientos actuales...	3.520	2.200
Centrales de bombeo en ciclo cerrado ...	2.000	1.000
Total útil	14.330	21.900
Recursos de utilización dudosa	3.500	11.000
Recursos prácticamente inutilizables	—	2.100
Total de recursos remanentes	17.830	35.000

Fuente: ALEJANDRO DEL CAMPO, *La Energía Hidroeléctrica en el Abastecimiento Energético a Medio y Largo Plazo*, 1986.

utilizable y qué condiciones se precisan para ello.

5. POTENCIAL REMANENTE ECONOMICAMENTE UTILIZABLE

Ya hemos dicho antes que no cabe una respuesta incondicional a esta pregunta. Se podrá poner en explotación más o menos potencia hidroeléctrica según cuáles sean los costes de otras energías primarias, el régimen de compensaciones vigente y los precios de las tarifas eléctricas; y, en un escenario determinado de todos ellos, según la ayuda económica que se preste a las nuevas instalaciones de este tipo. Y, en las circunstancias presentes, parece indudable que será preciso un fuerte estímulo si se quiere sobrepasar el ritmo de construcción actual, muy inferior al promedio previsto en el PEN.

Un nivel de ayudas razonable para la energía hidroeléctrica entendemos que debería ser análogo al que recibe el carbón nacional, de modo que no se fomentase artificialmente uno de estos recursos nacionales a costa del otro. Esta analogía no es fácil de definir en la práctica, ya que la protección al carbón nacional constituye una subvención al coste variable de la energía producida, mientras que la que se presta a la energía hidroeléctrica es una subvención al coste fijo de la potencia instalada, y esta equiparación de subvenciones a la potencia y a la energía presenta sus problemas.

Se podría aplicar a este fin un método que se ha utilizado por el Servicio de Explotación de la Subdirección General de Energía Eléctrica para comparar la rentabilidad de las inversiones en distintos tipos de centrales, y que consiste, simplemente, en afectar los kWh producidos en una central de un coeficiente, resultante de ponderar los recargos o descuentos por discriminación horaria que tendrían en el mercado. Se obtiene así, por ejemplo:

1,072 para las centrales de carbón que trabajen a un mínimo técnico del 50 por 100 en horas valle y al 100 por 100 en las restantes.

1,7 para las centrales hidroeléctricas con menos de 1.000 horas/año de utilización (sólo energía de punta).

1,35 id. id. con utilizaciones entre 1.000 y 2.000 horas (una parte de punta y dos de llano).

1,23 id. id. con utilizaciones entre 2.000 y 3.000 horas (una parte de punta y tres de llano).

1,17 id. id. con utilizaciones entre 3.000 y 4.000 horas (una parte de punta y tres de llano).

Estos coeficientes de valoración de la producción se podrían reelaborar de una manera más sofisticada, teniendo en cuenta los demás tipos de discriminación horaria, estacionalidad e interrumpibilidad, pero también se puede aplicar parte de estos criterios a las centrales de carbón, y en las mismas hidráulicas habría que hacer algunas correcciones por riesgo de vertido e irregularidades en su llenado, con lo que las relaciones no variarán excesivamente.

Otra solución simplista, pero que entendemos puede ser útil si se acepta el criterio de que ambas ayudas deben proceder de las tarifas eléctricas y no del Presupuesto del Estado, como se ha hecho en el sistema OFILE para las nuevas construcciones y en el sistema OFICO para el carbón nacional, sería dedicar a cada grupo de compensaciones por consumo de carbón y por instalación de potencia hidroeléctrica cantidades semejantes, aunque se podrían graduar según que en un momento determinado el sistema eléctrico nacional estuviese más necesitado de potencia que de capacidad de producción de energía y viceversa.

Si se dedica a las compensaciones hidroeléctricas un 2 por 100 de la recaudación del sector, es decir, unos 21.000 millones de pesetas a precios actuales, y se suponen inversiones de 200.000 pts/kW y 5 años de construcción, poniendo en servicio 700 MW/año, la inversión en curso más o menos avanzado, acumulada cada año, sería como promedio de unos 420.000 millones de pesetas, a los que se les podría pagar con los 21.000 millones citados un 5 por 100 anual, es decir, del orden del 50 por 100 de sus intereses intercalarios. No llega a ser la ayuda del sistema OFILE, pero sí muy sustancial, y es de suponer que resultaría efectiva.

La consecuencia obvia de todo esto es que una compensación de las inversiones en potencia hidroeléctrica semejante a la que se da a la utilización del carbón nacional parece suficiente para estimular la construcción de centrales hidroeléctricas. Una de las medidas que se estudiaron en los últimos años en la Subdirección General de Energía Eléctrica fue la de compensar con cargo a OFICO una parte de los intereses intercalarios de las nuevas instalaciones hidroeléctricas (6 por 100 del 70 por 100 de la inversión), y, en la misma nota del Servicio de Explotación a que se acaba de hacer referencia, quedaba patente cómo esta ayuda convertía en rentables instalaciones que de

otro modo eran de interés muy dudoso para las empresas eléctricas. No bastaría, desde luego, la compensación de una parte más o menos importante de los intereses intercalarios, pues esto sólo haría cambiar el dinero de mano dentro del sector, sino que su importe debería ser cargado en las tarifas eléctricas. Esto constituiría una forma gradual de incorporar a ellas el concepto de la repercusión de las cargas financieras de la obra en curso, de la denominada CWIP (*Construction work in progress*) en los Estados Unidos, concepto que fue allí largamente discutido y admitido finalmente (en una cuantía del 50 por 100 de todos los intereses intercalarios) por la Comisión Reguladora Federal de Tarifas Eléctricas. La limitación de la ayuda al período de construcción se basa en el criterio de que la empresa eléctrica debe elegir proyectos que, por sí, sean rentables una vez puestos en marcha, aunque quizás en España habría que prever una ayuda complementaria si se presentasen varios años seguidos de precipitaciones inferiores a la media de la cuenca hidrográfica.

Volviendo a las listas más recientes, y suponiendo sólo 1.300 horas de utilización media para las nuevas centrales y que el programa se lleve a cabo desde ahora hasta 1996, supondría un aumento anual acumulativo del 4,40 por 100 de la potencia instalada, pero sólo un 2,9 por 100 anual acumulativo de aumento de la producción, con lo que el tanto por ciento de cobertura actual de la demanda se reduciría. Sin embargo, con los estímulos que hemos indicado, equivalentes a los que se da al carbón nacional, y con una coordinación mejor de las planificaciones energética e hidrológica, parece que deberá aumentar el ritmo del 2,9 por 100 de crecimiento de la producción, quizás en un punto, y lograr así, con recursos hidroeléctricos, disminuir nuestra dependencia de la energía importada, particularmente del petróleo. En los diez años siguientes, los aprovechamientos eléctricos a construir serían más difíciles, pero también las técnicas de construcción y explotación habrían avanzado notablemente y es de esperar que, entretanto, las grandes diferencias que hemos apuntado en el primer apartado entre el potencial bruto y el técnicamente desarrollable se habrán reducido mediante nuevos estudios y proyectos, de modo que, si se continúa con una política de apoyo económico a estas inversiones, parece realizable obtener durante esta segunda década un ritmo de crecimiento de los recursos hidroeléctricos del orden del 2 por 100 anual acumulativo. Con él, al final de la misma se habría activado el 80 por 100 aproximadamente de lo que hoy se considera remanente técnicamente utilizable, es decir 28.000 GWh/año, que es casi lo mismo que los 21.900 GWh/año en que en el cuadro n.° 8 se valoran los recursos útiles, más el 50 por 100 de los dudosos. Esta es una cifra que se podría admitir con todas las reservas y falta de fiabilidad del mundo, como corresponde a una previsión a veinte años y, en todo caso, condicionada, como hemos repetido ya, a un apoyo administrativo y económico importante, pero no superior al que han tenido otros recursos energéticos nacionales, y asimilable por nuestro país sin hacerle soportar unas tarifas eléctricas que perjudiquen su competitividad frente a los demás de la Comunidad Económica Europea.

En estas últimas líneas nos hemos referido a la producción de energía. En cuanto a potencia, el crecimiento podría ser mayor, pues en el futuro es de suponer que aumentará la utilización de carbón importado, y ello permitirá desplazar el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas a una zona de la curva de demanda de aún menos horas anuales de utilización. Sin embargo, en este punto no se ve tan clara la conveniencia de un apoyo a las inversiones precisas para su sobreequipamiento adicional, pues este apoyo podría no ser económicamente neutral frente a la alternativa de actuar vía tarifas sobre la forma de la curva de carga, el *Load Management*, muy de actualidad en Estados Unidos, y en el que se han logrado notables resultados en la República Federal Alemana.

Con todas estas reflexiones no hemos tratado de dogmatizar, sino sólo de apuntar ideas y caminos posibles, como fruto, no de la experiencia propia, sino de la que hemos podido recoger de compañeros de la Administración pública y del sector eléctrico, que la han ido acumulando a lo largo de carreras profesionales dilatadas y fecundas. Para aprovecharla hará falta, además de rigor técnico y económico, imaginación, una mente abierta y humildad para rectificar con prontitud los inevitables errores. Como final, por tanto, tratando de resumir en pocas palabras la idea directriz de estas notas, recordaremos que, discutiendo las tarifas eléctricas se ha repetido con frecuencia la frase de que su confección no es ciencia sino arte. Del mismo modo se podría decir que la evaluación del potencial hidroeléctrico español económicamente desarrollable no es una cuestión de contabilidad o de inventario, sino el diseño de una política económica de apoyo a las inversiones para fines energéticos.

BIBLIOGRAFIA

CAMPO AGUILERA, A.: *La Energía hidroeléctrica en el abastecimiento energético a medio y largo plazo,* 1986.

FAYAS, J.A.: *Caracteristicas de la explotación de las aguas subterráneas.* (Curso sobre las Aguas Subterráneas en la Nueva Ley de Aguas - Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos) 1985.

GABEL, R.: *Aufschwung in der Energiewirtschaft der Europäischen Gemeinschaft,* 1985, GLUCKAUF 122 (1986) Nr. 9.

GARCÍA, M.: *Relación entre el valor de la inversión por kWh producido anualmente en una central hidroeléctrica y el coste total del kWh* (Nota de trabajo del Servicio de Explotación, de la Subdirección General de Energía Eléctrica), 1985.

LLAMAS, M. R.: *Aguas subterráneas e ingeniería de caminos* (Curso sobre las aguas subterráneas en la nueva Ley de Aguas. Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos), 1985.

SALAS, J.: *Régimen jurídico administrativo de la energía eléctrica.* Publicaciones del Real Colegio de España-Bolonia, 1977.

TORRENT, L.: *Recursos hidráulicos,* Conferencia pronunciada en las Jornadas sobre Energías Renovables, Biomasa e Hidráulica, de Lubia (Soria) 1986.

UNIDAD ELÉCTRICA, S. A. (UNESA).: *La producción eléctrica y las nuevas construcciones,* 1946 y *Memoria del ejercicio de 1985.*

ZARAGOZA, J.: Ponencia en las Jornadas Hidráulicas MIE-MOPU. 1986.