

Reseña de informes

En el presente ejercicio se han despachado, bajo la dirección de D. Joaquín Ortega Costa, los siguientes trabajos:

ANÁLISIS FUNCIONAL DEL PRODUCIBLE HIDROELÉCTRICO

Como complemento de los estudios sobre la hidrología peninsular de España realizados anteriormente, se ha planteado una investigación cuyo objeto es establecer la funcionalidad estadística entre la pluviometría regional y el producible por zonas eléctricas. El interés de este problema es de carácter concreto, ya que la estadística de la hidroelectricidad se elabora por zonas de distribución que no coinciden exactamente con las regiones fluviales que alimentan una cuenca determinada. Esta división obedece a razones de estructura empresarial y no se ajusta a las unidades naturales del sistema hidrológico, por lo que plantea dificultades adicionales para la determinación de los observatorios pluviométricos que ofrezcan un mejor nexo con el sistema de alimentación de las centrales hidroeléctricas de cada zona.

Dada la coherencia regional que tiene la pluviometría es posible plantear la vinculación que pueda existir entre la lluvia caída en una zona geográfica, con características climáticas similares, y los caudales de los ríos alimentados por esa pluviometría que a su vez determinan el volumen del producible en las centrales instaladas en sus cauces, con regulación o sin ella.

El concepto de *producible* se refiere a un conjunto de instalaciones eléctricas en su explotación y resume la energía hidroeléctrica que podría obtenerse a lo largo del tiempo, utilizando los caudales naturales de los ríos. Como la explotación de las centrales hidroeléctricas está vinculada, por lo general, a un sistema de embalses, con normas concretas de administración, puesto que deben atender las necesidades agrarias y sociales del empleo del agua, no es posible una evaluación del producible según los caudales naturales, porque éstos están intervenidos por el régimen de preferencias establecido, y en consecuencia, el producible real que puede obtenerse es inferior, particularmente a causa de los regadíos, que además de aumentar muy significativamente la evaporación del agua regulada, determinan una pérdida de la energía hidroeléctrica, al modificar el caudal superficial en determinados tramos por infiltración en el subsuelo y deslizamiento subterráneo.

Sin entrar en el detalle complejo de las distintas definiciones del producible, se ha utilizado como base del análisis estadístico los datos oficiales elaborados por Red Eléctrica, S. A., y que se refieren a los años 1984, 1985, 1986 y primer trimestre de 1987.

A medida que se amplía el sistema de centrales de producción hidroeléctrica por instalación de nuevos grupos o ampliación de la capacidad de embalse, el producible cambia y en general aumenta, por lo que el análisis estadístico que se plantea entre producible y pluviometría debe ser objeto de corrección, según las condiciones concretas del sistema hidroeléctrico en cada año.

La comparación métrica entre el producible y la pluviometría se ha planteado según el método PLUMA, considerando las secuencias del producible y las secuencias de la pluviometría medidas en distintos observatorios locales. Las secuencias integran la suma de 12 valores mensuales consecutivos, evitando de este modo la necesidad de desestacionalizar los valores mensuales y por otra parte, dotando al parámetro comparativo de mayor inercia, lo que facilita la determinación del nexo existente.

El análisis puede hacerse según un sincronismo estricto, comparando los valores en el mismo intervalo de tiempo o bien con una diferencia de base, teniendo en cuenta que el régimen pluviométrico determinante de los caudales actúa con una cierta inercia, a través del mecanismo de la regulación natural de los cauces. Cuando la diferencia de fase es significativa de uno o varios meses, la ecuación funcional determinante del nexo entre producible y pluviometría puede utilizarse sobre los valores estadísticos concretos de la lluvia para realizar proyecciones a corto plazo. Cuando la diferencia de fase es breve como ocurre en la mayor parte de los ríos españoles, debido a la pequeña dimensión de sus cuencas de alimentación, esto no es posible.

Con objeto de homogeneizar las series del producible se ha considerado como valor de referencia el producible medio mensual de la zona en la situación de 1986, y los producibles de los años anteriores, se han corregido según el valor de la potencia instalada.

En atención a las características geográficas y técnicas de las zonas se ha hecho una selección previa de los observatorios cuya pluviometría puede servir de indicador a la proyección del producible.

Las zonas eléctricas del área peninsular española son seis:

Z_1 —Catalana	Z_4 —Noroeste
Z_2 —Centro-Levante	Z_5 —Aragonesa
Z_3 —Centro-Norte	Z_6 —Andaluza

Esta división obedece a razones de estructura empresarial y no se ajusta a una clasificación hidrológica.

El principal potencial hidroeléctrico de la zona Catalana corresponde a instalaciones situadas en la cuenca del Ebro y en grado menor en la del Pirineo Oriental. Los observatorios de Huesca, Zaragoza y Lérida se han elegido como indicadores del producible correspondiente a la cuenca del

Ebro y el de Gerona como indicador de la energía producida en la cuenca del Pirineo Oriental.

La zona Z_2 Centro-Levante es también de carácter mixto desde el punto de vista hidrológico. Su principal potencial hidroeléctrico está situado en el Tajo pero cuenta con un complemento alimentado por la cuenta del Júcar. Se han seleccionado como observatorios característicos los de Ciudad Real, Cáceres y Badajoz para la cuenca del Tajo y Guadiana y el de Valencia para la cuenca del Júcar.

La zona Z_3 Centro-Norte coincide aproximadamente con la cuenca del Duero, para ella se han seleccionado los observatorios de León, Zamora, Valladolid y Soria.

La zona Z_4 Noroeste es geográficamente compleja y corresponde a la banda norte del territorio peninsular que vierte hacia el Atlántico y mar Cantábrico, con corrientes fluviales intensas, de corta longitud y fuertes pendientes. El principal potencial hidroeléctrico está instalado en la región Noroeste, habiéndose seleccionado como observatorios característicos los de Santiago de Compostela, Orense y Santander.

La zona Z_5 Aragonesa es de menor entidad y corresponde a una porción de la cuenca del Ebro, estando instalado su potencial hidroeléctrico en la provincia de Huesca, en los ríos que descienden de la Cordillera Pirenaica. Se han seleccionado como observatorios característicos los de Huesca, Vitoria y Zaragoza.

La zona Z_6 Andaluza coincide geográficamente con bastante aproximación con la cuenca del Guadalquivir y por ello se han seleccionado como observatorios característicos los de Granada, Córdoba y Sevilla.

La aplicación reiterada del análisis estadístico entre las series cronológicas de las secuencias pluviométricas de cada observatorio y las secuencias del producible, han permitido establecer el grado de vinculación y el valor relativo de cada observatorio como indicador del producible. Se han definido de este modo los coeficientes de ponderación que se aplicarán en las fórmulas polinómicas de carácter logarítmico:

$$\log \text{Producible} = a_0 + \sum_1^k a_i \log SP_i$$

Siendo SP_i los valores de las secuencias pluviométricas de los observatorios seleccionados y a_i el coeficiente de ponderación que les corresponda.

Es interesante destacar como resultado de este análisis funcional la diferente participación de los datos pluviométricos en la determinación del producible. Así por ejemplo, en la zona Catalana el coeficiente de ponderación más alto corresponde al observatorio de Huesca y el más bajo al de Gerona.

Los valores obtenidos son los siguientes:

Observatorios	a
Huesca	0,504
Zaragoza	0,399
Gerona	0,0966

No se ha podido tener en cuenta la pluviometría de Lérida por no disponer de una serie homogénea correspondiente a 1985 y 1986.

En la zona Z_2 Centro-Levante los coeficientes de ponderación obtenidos para los observatorios característicos tienen los siguientes valores:

Observatorios	a
Cáceres	0,573
Badajoz	0,319
Valencia	0,108

Estos resultados destacan la menor participación del observatorio de Valencia que caracteriza al potencial hidroeléctrico de la cuenca del Júcar.

En la zona Z_3 Centro-Norte el análisis estadístico conduce a los siguientes coeficientes de ponderación:

Observatorios	a
León	0,385
Zamora	0,126
Valladolid	0,221
Soria	0,268

El observatorio que tiene mayor incidencia en la definición del producible es el de León.

En la zona Z_4 Noroeste los coeficientes de ponderación obtenidos son los siguientes:

Observatorios	a
Santiago de Compostela	0,575
Orense	0,541
Santander	0,641

Los tres observatorios tienen una incidencia muy semejante.

En la zona Z₅ Aragonesa el análisis estadístico ha determinado los siguientes coeficientes de ponderación:

Observatorios	a
Huesca	0,163
Vitoria	0,159
Zaragoza	0,201

También aparece relativamente equilibrada la incidencia de cada observatorio.

En la Zona Z₆ Andaluza el análisis estadístico ha dado un resultado poco satisfactorio para el coeficiente de Granada, por lo que la fórmula polinómica se ha simplificado con la inclusión de las secuencias pluviométricas de Córdoba y Sevilla. Los coeficientes de ponderación respectivos son:

Observatorios	a
Córdoba	0,348
Sevilla	0,425

Como aplicación de este programa se ha utilizado la proyección de la pluviometría del Programa PHE para los 21 observatorios, y en base a esos datos se ha calculado el producible peninsular por zonas. En la situación de 31 de diciembre de 1987 los resultados obtenidos son los siguientes:

Zonas	Producible en GWh	%
Catalana	5.011	20,78
Centro-Levante	3.973	16,49
Centro-Norte	6.483	26,89
Noroeste	6.859	28,45
Aragonesa	1.124	4,66
Andaluza	659	2,73

ESTUDIO CAEN

La creciente oposición de la opinión pública mundial contra el empleo pacífico de la energía nuclear, reactivada por el accidente de la central soviética de Chernobyl, con repercusiones ambientales en un área geográfica extensa, ha llevado a considerar la posibilidad de dismantelar a corto plazo las centrales nucleares en funcionamiento. Una decisión tan importante requiere evaluar previamente las consecuencias económicas, sociales y ambientales que se deriven de su puesta en práctica. Son varios los países que han llevado a cabo o están desarrollando estudios sobre los costes de la paralización y cierre de sus programas nucleares, y a este respecto cabe mencionar el que ha elaborado el RWI (Reinisch Westfaelisch Institut fuer Wirtschaftsforschung de Essen).

La existencia de un programa nuclear en España relativamente importante que ha sufrido grandes retrasos en los últimos tiempos y se ha visto sometido a limitaciones sucesivas en los planes energéticos, justifica la realización de un estudio similar que examine la posibilidad del cierre de las centrales nucleares actualmente en servicio y la sustitución de la producción de electricidad de origen nuclear, por la obtenida con combustibles convencionales, evaluando el coste adicional que supondría y las consecuencias sociales directas e indirectas que resultarían de una política energética restrictiva, en relación con el uso de la energía nuclear y más abierta en las importaciones de combustibles convencionales.

Con este propósito la Fundación Joaquín Costa en colaboración con el Foro Atómico Español, ha realizado un análisis objetivo sobre los costes y las consecuencias del abandono de la energía nuclear en España, denominado Estudio CAEN.

El análisis comparativo en su aspecto global es complejo y en él influyen numerosas variables de índole económica y social, proyectadas a un tiempo futuro de cuando menos 25 años. Para su tratamiento métrico se ha elaborado una metodología sencilla, seleccionando las magnitudes de mayor incidencia en los costes de la electricidad. La relación entre la demanda eléctrica y el PIB depende muy estrechamente del nivel de los precios y éstos a su vez, inciden en la formación del ingreso nacional y en la creación del ahorro.

El análisis económico se ha apoyado en la determinación del coste medio actualizado de la energía eléctrica, teniendo en cuenta el factor de utilización anual y el período de vida útil de la central. Se ha calculado el montante de las amortizaciones del equipo no utilizado y del inmovilizado en curso, atribuible al programa nuclear en funcionamiento y construcción.

El concepto de coste medio actualizado es el resultado de un balance que equilibra el flujo de los gastos derivados de la construcción y de la explotación de las centrales a lo largo de su vida útil, actualizados según

el interés anual devengado, con el flujo de ingresos a un precio uniforme de la energía.

Al hacer la evaluación sobre el período de funcionamiento de una central térmica o nuclear que habrá de estimarse entre 25 y 30 años, es preciso contabilizar el flujo de gastos y el flujo de ingresos, corregidos por el factor de depreciación, si el cálculo se realiza en moneda corriente. Para evitar hipótesis adicionales sobre el coeficiente de inflación anual, se ha planteado la contabilidad en moneda constante, referida a 1984.

En el cálculo de los costes de generación eléctrica influye decisivamente el precio futuro de los combustibles fósiles y nucleares, cuya dependencia al mercado exterior es muy estrecha y presenta una notable indeterminación. Sólo cabe establecer hipótesis de evolución y practicar un análisis de sensibilidad comparando los diversos resultados.

La limitación del uso de la energía nuclear en la generación de electricidad se ha planteado bajo dos supuestos distintos, denominados escenario E_1 y escenario E_2 . En el primero se continúa el programa nuclear en curso, según el PEN-1983, hasta el año 1988, y después se inicia una rápida disminución de la producción nuclear, para alcanzar el cierre definitivo en 1996. En el escenario E_2 se mantiene el programa nuclear actual y se terminan las centrales nucleares en construcción avanzada, hasta alcanzar una potencia de 9.809 MW. La vida de estas centrales se estima en 30 años.

Los dos escenarios anteriores se comparan con un esquema base E_0 que no tiene limitaciones en el uso de la producción nuclear y se optimiza por costes de explotación, con una oferta mixta en la que participan centrales hidráulicas y térmicas. La diferencia de costes entre la oferta de cada escenario y E_0 , mide el efecto económico directo.

La dimensión de la oferta de energía eléctrica se ajustará a una demanda hipotética del mercado, dependiente de la hipótesis de crecimiento del PIB, con una vinculación previamente establecida por el análisis estadístico.

Si la diferencia de costes ($E_i - E_0$) es positiva, el efecto económico diferencial ocasiona un encarecimiento de la electricidad, que incidirá en forma flexible sobre el sistema económico nacional, con pérdida gradual del nivel de ingreso y del nivel de renta disponible *per cápita*, dando lugar a un efecto económico indirecto, que se sumará al sobrecoste de la oferta.

Las actividades industriales fuertemente consumidoras de electricidad, con una gran sensibilidad al coste de los suministros, se verán particularmente afectadas y su producción, al resultar más cara, perderá mercado. Las interdependencias de la dinámica económica ampliarán estos efectos y otros sectores económicos también tenderán a contraerse. Si además el precio de la electricidad generada en España resulta más alto que el de sus países vecinos, se creará una situación desfavorable para la competencia de los productos españoles, y también para la instalación de industrias con

capital extranjero que requieran un suministro de energía eléctrica competitivo.

La corrección de los efectos ambientales tendrá una incidencia directa por el mayor coste de la electricidad obtenida, atribuible a los tratamientos exigibles a las emisiones y vertidos en las centrales, según la normativa internacional reguladora. Pero también pueden introducir efectos indirectos a largo plazo, si las emisiones contaminantes afectan a intereses económicos o sociales y se hace necesario reducir la potencia de funcionamiento en determinadas situaciones meteorológicas, disminuyendo el efecto de carga o vida útil de la central.

Para realizar el cálculo de los costes y los resultados en el período 1985-2010, se ha elaborado un modelo lineal que evalúa las diferencias entre las situaciones E_0 (esquema de referencia) y E_1 escenario con limitaciones en el uso de la energía nuclear, ajustado a la demanda eléctrica L_0 del esquema base.

El sobrecoste resultante S al incidir en el sistema económico, da lugar a un efecto reflejo o indirecto en el producto interior bruto (PIB) y en la demanda eléctrica L_1 . El efecto indirecto S' es el resultado de la reducción del PIB y del ajuste de la oferta a una menor demanda eléctrica L' .

La aplicación del modelo elaborado ha examinado los efectos en el ingreso medio individual, en la formación bruta de capital fijo, en el nivel de empleo y en el comercio exterior. En lo que se refiere a la incidencia en el ingreso individual, los resultados obtenidos pueden resumirse en los siguientes valores:

Valoración del ingreso individual en %

Años	Escenario 1	Escenario 2
1990	- 1,35	-
1995	- 1,56	- 0,78
2000	- 1,80	- 1,23
2005	- 1,90	- 1,48
2010	- 2,01	- 1,91

La pérdida de ingreso va ascendiendo lentamente de 1,35 % al 2,01 % en el escenario E_1 de cierre total. En el escenario E_2 de cierre parcial y bloqueo del programa nuclear la pérdida va del 0,78 % al 1,91 %.

En lo que se refiere a la formación bruta de capital, parámetro muy difícil de evaluar, el modelo ha calculado la incidencia máxima y mínima en cada escenario, y los resultados obtenidos son los siguientes:

Reducción de la formación bruta de capital en %

Años	Escenario 1		Escenario 2	
	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
1990 ...	5,6	4,0	—	—
1995 ...	6,4	4,6	3,2	2,3
2000 ...	7,5	5,4	5,1	3,6
2005 ...	7,8	5,7	6,1	4,4
2010 ...	8,3	6,0	7,9	5,7

El nivel de empleo está íntimamente relacionado con el ritmo de la actividad económica, los excedentes empresariales y la formación bruta de capital. El modelo ha determinado para los dos escenarios la pérdida de puestos de trabajo en cada uno de los años comprendidos entre 1989 y 2010. Los resultados obtenidos se resumen en el cuadro C.1.

C1. Proyección de la pérdida de empleo por aplicación de los escenarios E₁ y E₂

Años	E ₁		E ₂	
	Pérdida anual	Pérdida acumulada	Pérdida anual	Pérdida acumulada
1989 ...	6.238	6.238	—	—
1990 ...	12.476	18.714	—	—
1991 ...	12.598	31.312	—	—
1992 ...	12.722	44.034	—	—
1993 ...	12.848	56.882	1.617	1.617
1994 ...	12.974	69.856	3.235	4.852
1995 ...	13.102	82.958	4.853	9.705
1996 ...	14.088	97.046	5.661	15.366
1997 ...	15.143	112.189	6.603	21.969
1998 ...	16.277	128.466	7.703	29.672
1999 ...	17.497	145.963	8.986	38.658
2000 ...	18.800	164.763	10.483	49.141
2001 ...	18.002	182.765	10.827	59.968
2002 ...	17.238	200.003	11.184	71.152
2003 ...	16.507	216.510	11.552	82.704
2004 ...	15.806	232.316	11.932	94.636
2005 ...	15.136	247.452	12.325	106.961
2006 ...	15.334	262.786	12.939	119.900
2007 ...	15.535	278.321	13.584	133.484
2008 ...	15.738	294.059	14.262	147.746
2009 ...	15.945	310.004	14.973	162.719
2010 ...	16.154	326.158	15.720	178.439

La puesta en práctica de los escenarios E_1 y E_2 tiene consecuencias muy significativas en el comercio exterior, puesto que aumenta considerablemente la cantidad de carbón necesario para la generación térmica. El valor de las adquisiciones de carbón va creciendo lentamente hasta alcanzar un máximo superior al 2 % en el año 2007, en el escenario E_1 , y un valor superior al 1,5 % en el escenario E_2 , a partir del año 2006.

En el escenario E_1 el valor acumulado de las adquisiciones es de $6,28 \times 10^{12}$ ptas. de 1984 y en el escenario E_2 alcanza $4,37 \times 10^{12}$ ptas. de 1984.

La cantidad de carbón necesario que debería importarse en el año 2000 sería de 38,55 Mtec, equivalente a 43 millones de toneladas, más de tres veces superior a la previsión realizada en 1986 por la Agencia Internacional de la Energía en el documento titulado *Coal Information 1986*.

En el escenario E_2 la previsión del modelo sitúa las importaciones de carbón en el año 2000 en 26,62 Mtec, equivalente a unos 30 millones de toneladas de carbón. En el año 2010, la aplicación del escenario E_1 exigiría la importación de 145 millones de toneladas de carbón. En el escenario E_2 la cantidad necesaria sería de 135 millones de toneladas de carbón.

EL PROGRAMA PHE

La Fundación Joaquín Costa puso a punto el modelo PLUMA de análisis estadístico de la pluviometría para formular proyecciones a largo plazo, basadas en la inercia de las oscilaciones termodinámicas de la atmósfera, con cambios significativos en la evolución meteorológica de carácter hiperanual que dan lugar a ritmos irregulares en las precipitaciones de áreas geográficas extensas.

Como complemento de este modelo analítico de la pluviometría se han estudiado sucesivamente programas de aplicación para realizar proyecciones sobre la hidrología y el producible hidroeléctrico del área peninsular española.

El programa PHE iniciado a final de 1986 tiene por objeto evaluar la aproximación del método operativo a las proyecciones realizadas a plazo de 3, 6, 9 y 12 meses. A tal efecto se seleccionaron 21 localizaciones distintas que pueden caracterizar las principales cuencas hidrológicas de la Península y sobre las que existiera una estadística histórica de la pluviometría.

Para la cuenca del Norte se seleccionaron los observatorios de Santiago de Compostela, Orense y Santander, cuyo conjunto tiene una buena correlación con la pluviometría regional. Para el análisis de la cuenca del Duero se eligieron los observatorios de Zamora, Valladolid y Soria. Por razones estadísticas se consideró conjuntamente la cuenca del Tajo y Guadiana, siendo seleccionados para este análisis los observatorios de Soria, Bada-

joz, Cáceres y Ciudad Real. En la cuenca del Guadalquivir se tomaron como referencia los datos de Sevilla, Córdoba y Granada. Para la cuenca del Sur los de Almería y Málaga. En la cuenca de Levante se seleccionó Valencia y Albacete. Para el análisis de la extensa cuenca del Ebro se eligieron los observatorios de Zaragoza, Vitoria y Lérida, y en la cuenca del Pirineo Oriental los de Barcelona y Gerona.

El análisis estadístico por el método PLUMA se realizó separadamente para cada uno de los observatorios anteriores y se formuló, en base al conocimiento estadístico disponible hasta final de 1986, la proyección de la pluviometría expresada en secuencias pluviométricas, que agrupan 12 meses consecutivos, en las situaciones de 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre.

Se evaluaron también como proyecciones complementarios los volúmenes de lluvia correspondientes a la cuenca del Norte y Noroeste, Duero, Tajo y Guadiana, Guadalquivir, Sur Mediterránea, Levante, Ebro y Pirineo Oriental, así como el total de la España Peninsular. Se hizo también una proyección del producible regional por cuencas geográficas y por zonas eléctricas.

Con objeto de dar un carácter público y testimonial a estas proyecciones, se hizo una difusión restringida de la aplicación del programa y de los resultados sucesivos a entidades que pudieran estar interesadas en la materia: Gobiernos Autonómicos, Universidades, Empresas eléctricas y especialistas en el campo de la hidrología.

Una vez recogida la estadística correspondiente a la situación trimestral, se pudo comparar para los 21 observatorios seleccionados, las proyecciones establecidas, calculando el error expresado en % y el error medio del conjunto.

En la proyección a tres meses la comparación con la realidad estadística dio un error medio absoluto del 14,3 %. Los errores medios por cuencas han sido los siguientes:

	Unidad: %
Norte y Noroeste	15,1
Duero	3,8
Tajo y Guadiana	2,6
Guadalquivir	1,5
Sur	4,5
Levante	10,7
Ebro	2,5
Pirineo Oriental	3,5

La mayor desviación corresponde a la cuenca del Norte y Noroeste. La comparación entre la realidad estadística y la proyección a seis

meses dio un error medio absoluto para el conjunto de los 21 observatorios del 20,1 %. Los errores medios por cuencas han sido los siguientes:

	Unidad: %
Norte y Noroeste	14,5
Duero	0,0
Tajo y Guadiana	11,3
Guadalquivir	15,7
Sur	2,7
Levante	5,6
Ebro	5,5
Pirineo Oriental	13,2

La comparación de la estadística pluviométrica con la proyección a nueve meses arroja un error medio absoluto para el conjunto de los 21 observatorios del 23,2 %. Los errores medios por cuencas han sido los siguientes:

	Unidad: %
Norte y Noroeste	18,6
Duero	0,1
Tajo y Guadiana	21,2
Guadalquivir	6,9
Sur	0,8
Levante	1,2
Ebro	9,5
Pirineo Oriental	14,9
España Peninsular	10,7

Como información complementaria se remitía junto con los resultados trimestrales, las proyecciones de la pluviometría en los 21 observatorios a plazo de 12 meses.

La aplicación del programa terminará a principios de 1988, cuando se disponga de los datos meteorológicos correspondientes al final de año y se hará un análisis de los resultados obtenidos para deducir si conviene mantenerlo o si debe ser objeto de perfeccionamiento para mejorar el encaje de las proyecciones, tanto en lo que se refiere a la pluviometría, como a la hidrología y producible.

