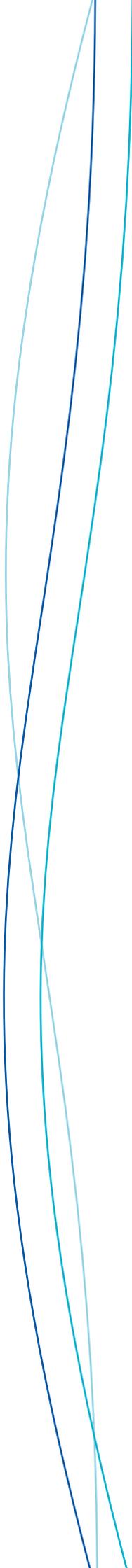


# Hidroelectricidade em Portugal

memória e desafio





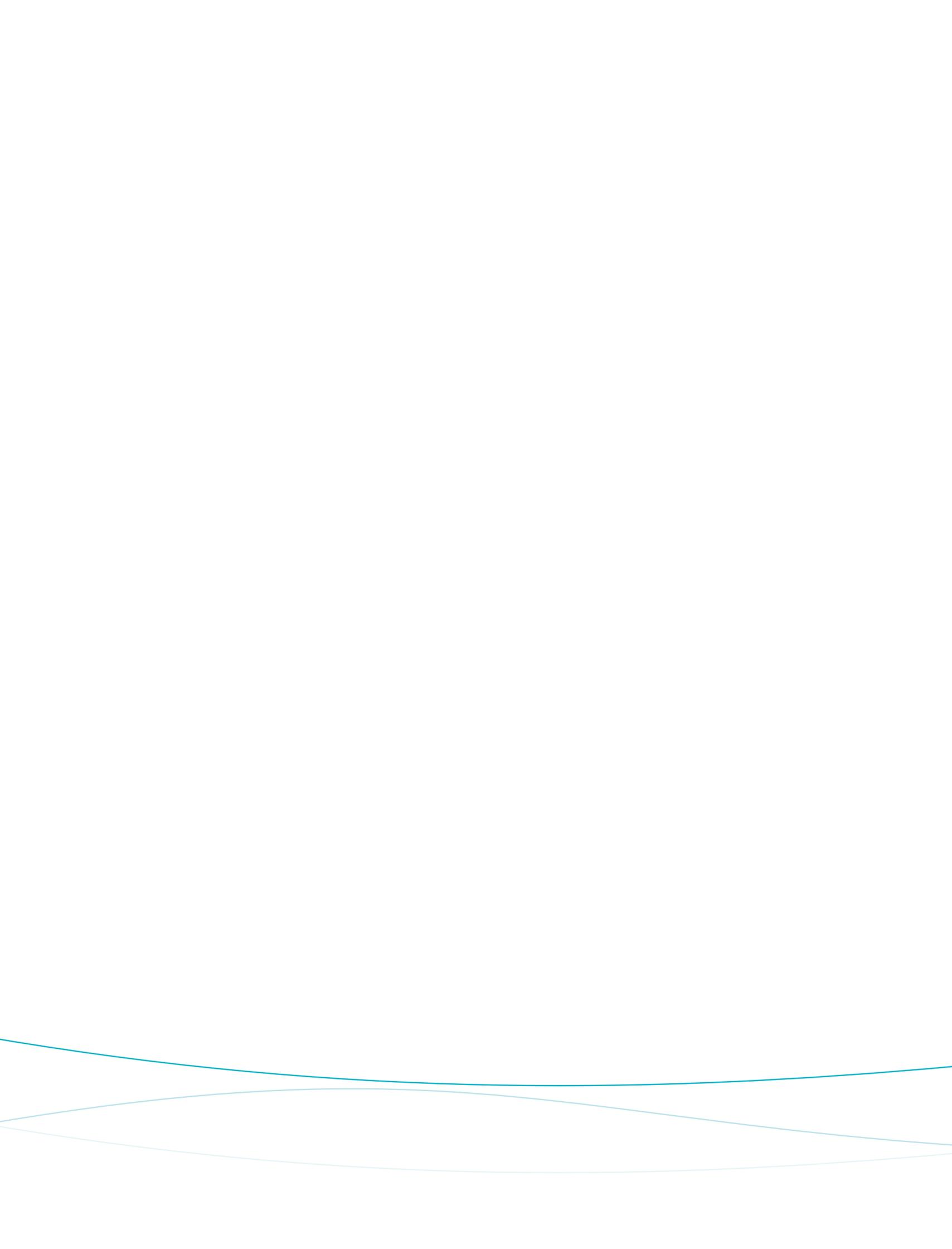
# Hidroelectricidade em Portugal

memória e desafio



## Índice

- 5** Nota de Apresentação
  
- 7** Introdução
  
- 11** Parte 1
  - 12** *Capítulo I*  
O passado
  - 26** *Capítulo II*  
O presente
  - 30** *Capítulo III*  
O futuro
  
- 33** Parte 2
  - 32** *Capítulo IV*  
Qual o melhor programa  
de desenvolvimento do subsistema  
hidroeléctrico?
  - 37** *Capítulo V*  
A revalorização dos aproveitamentos  
hidroeléctricos
  - 43** *Capítulo VI*  
Uma visão sobre o Douro – Que  
futuro?... O confrangedor presente?
  
- 53** Bibliografia
  
- 55** Anexo
  - 56** Tentativa de estabelecimento do  
melhor programa hidroeléctrico  
a médio e longo prazo



## Nota de apresentação

A obra “Hidroelectricidade em Portugal – Memória e Desafio” que a REN, S.A. apresenta à consideração pública vale por si e pelos autores.

Tem havido, nos últimos anos, a preocupação de tornar conhecidas as barragens que são a parte de paisagem mais visível do aproveitamento energético dos recursos hídricos.

Faltava olhar a parte menos visível do trabalho de recolha de informação e de conhecimento do perfil dos rios de Portugal que conduz à formulação duma proposta de equipamento técnico dum sítio, para produzir energia eléctrica.

Há sempre um outro lado para tudo e o trabalho não foge a essa regra. Os autores, Engenheiros Carlos Madureira e Victor Baptista, têm as suas carreiras feitas em contacto com essa realidade.

Porque a REN tem a responsabilidade de manter actualizada uma carteira de sítios para produção de energia, no âmbito do Sistema Eléctrico de Serviço Público, SEP, e porque é herdeira de boa parte do acervo de conhecimento da complexa engenharia dos recursos hídricos, justifica-se partilhar, com a comunidade interessada, este conhecimento. É dele que nasce a preocupação. E a partilha do conhecimento pode alargar o espaço da preocupação sobre a melhor via para aproveitar integralmente os recursos hídricos nacionais.

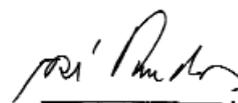
O último grande aproveitamento hidroeléctrico, antes de Alqueva, não chegou ao fim: é conhecida de todos a decisão de suspensão, primeiro, abandono do projecto, depois, da construção da barragem de Foz Côa.

A decisão teve na base a preservação das gravuras paleolíticas do Côa, como tal validadas por uma Comissão Científica Internacional, com o reconhecimento formal da Unesco, que as fez entrar para o património da humanidade.

Recordar isto não é um exorcismo de quem teve participação própria na decisão. É avivar a memória do compromisso, coetâneo da suspensão, de lançar um novo aproveitamento, na mesma área geográfica, na margem direita do Douro, num outro afluente, o rio Sabor, no sítio conhecido como Quinta das Laranjeiras. Não é o único sítio para equipar tecnicamente nesta zona do País: mas é aquele sobre o que repousa um compromisso nacional, ainda por cumprir.

Não estamos em situação energética, em Portugal mais do que noutros países comunitários, para abandonar à pura lógica da gravidade a escorrência das águas. É preciso retê-las para abastecimento humano e outros fins, entre os quais, sempre que seja evidenciado o interesse técnico, está a produção de energia eléctrica. É nossa responsabilidade continuar a obra que, no século XX, marcou a paisagem nacional e foi parte motora do processo de desenvolvimento industrial.

Que este livro possa fazer a ponte entre o rico passado da engenharia portuguesa no sector e o promissor futuro que a nova atenção às energias renováveis augura é o desafio que a REN, S.A. quis materializar.



José Penedos

(Presidente do Conselho de Administração da REN)

# Introdução

Para a vida humana e animal no planeta Terra apenas o ar é o elemento mais importante do que o precioso bem que é a água. Mas se esta existe em quantidade vastíssima no planeta, apenas 3% do total se encontra na forma de água doce e desta cerca de 1/3 no estado líquido, ou seja, somente 1% do total (ao qual corresponde um escoamento sobre a superfície terrestre estimado em cerca de 45 000 km<sup>3</sup>/ano, dos quais apenas cerca de 12 000 km<sup>3</sup>/ano serão aproveitáveis, devido à perda em inundações incontroladas e a dificuldades espaciais e temporais de acesso ao escoamento total(\*)).

Nada tem um valor comparável ao da água; nem a lenha, o carvão, o petróleo, o gás natural ou o urânio ... nem a prata, o ouro ou os diamantes.

A água é, assim, o elemento essencial à vida nas suas mais diversas utilizações, as quais se referem seguidamente pela ordem cronológica pela qual foram surgindo desde as primeiras civilizações da antiguidade:

- 1 consumo humano e uso pecuário;
- 2 rega e uso mineiro;
- 3 produção de força motriz;
- 4 protecção contra cheias (desde 2600 anos a.C., no Egipto),

e cuja satisfação já exigiu a construção de cisternas e de sistemas de diques e de barragens, o que se verificou desde o tempo da civilização egípcia.

Todavia, o problema fulcral em que assenta a disponibilidade da água para tais utilizações decorre da sua errática distribuição espacial e temporal, o que levanta a questão da necessidade de construir as infra-estruturas necessárias, tais como reservatórios para o seu armazenamento e aquedutos, túneis ou canais para o seu transporte e distribuição. Este problema foi sendo resolvido a partir das civilizações mais antigas, desde há 4000 a 5000 anos atrás, existindo inúmeros exemplos de obras desse tipo, particularmente as construídas na época da civilização romana.

É, pois, ancestral o conceito de construir barragens criando albufeiras para armazenamento de água nos períodos em que ela excede as necessidades e sua posterior utilização, em alturas de carência do recurso, seja mediante a transferência sazonal (dentro do mesmo ano) ou intersazonal (de um ano para outro), ou seja, aquilo que normalmente se chama como o efeito de regularização.

---

[\*] Apresentação de Elias Fereres Castiel à Sesión Técnica II da 4ª CONFERÊNCIA INTERNACIONAL "RESOLUCION DE CONFLICTOS HÍDRICOS", promovida pela IBERDROLA em 10-11 de Dezembro de 1998 realizada em Valência.

A utilização da água como força matriz para produção de energia eléctrica inicia-se a nível mundial em meados do século XIX e em Portugal na última década desse século, tendo-se desenvolvido inicialmente de uma forma “espontânea” até por volta de 1930, ditada pela necessidade de satisfazer consumos locais, nomeadamente para alimentar pequenas instalações de iluminação pública e oficinas de moagens, fição e tecelagem e, logo a seguir, de fábricas de têxteis e lanifícios.

Todavia, a partir de 1930 começa a desenhar-se um quadro em que, visando o desenvolvimento industrial e económico do País, emerge a ideia da necessidade de aproveitar a energia da água dos rios para a produção de electricidade a qual, não sendo um fim em si, antes foi o meio para atingir o objectivo da industrialização.

Tal política sectorial, da qual também viria mais tarde a resultar uma rede eléctrica nacional, começa a concretizar-se, no papel, por volta de 1940 e a produzir efeitos, no terreno, a partir de 1950, fundamentalmente com a construção dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos dotados de albufeiras com significativa capacidade de regularização nas bacias dos rios Cávado e Zêzere e dos aproveitamentos no troço internacional do rio Douro reservado a Portugal, até cerca de 1965, a que se seguiu a construção dos cinco aproveitamentos, do tipo fio-de-água, no leito nacional do mesmo rio, até cerca de 1985, aproveitando a regularização que os espanhóis haviam implementado na sua parte da bacia do rio.

Assim se promoveu a realização dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos que começaram a produzir a tão necessária energia eléctrica a partir de 1950 e que se foram desenvolvendo daí para diante, ainda que em ritmo variável, até ao início dos anos 90.

Porém, desde a data de entrada em serviço do último grande aproveitamento hidroeléctrico de raiz, o do Alto Lindoso em 1992, que a situação se caracteriza por uma estranha e incompreensível falta de novas realizações que importará analisar.

Efectivamente, cabe aqui sublinhar que uma das directrizes da política energética nacional e comunitária reside no aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente através das energias renováveis e não poluentes. Assim, embora reconhecendo que, prioritariamente, a água deve ser utilizada para outros fins, tem todo o sentido enfatizar o seu aproveitamento como recurso energético renovável e não poluente para a produção de electricidade, contribuindo simultaneamente para a contenção das emissões de CO<sub>2</sub> e, também, de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e cinzas (algumas destas contendo elementos radioactivos).

Daí a ideia de, neste livro, chamar a atenção, em termos de desafio de futuro, para o potencial hidroeléctrico ainda existente e por aproveitar no País, particularmente o da bacia do rio Douro, o qual, sem margem para dúvida, constitui uma das maiores valências dos recursos hídricos nacionais.

Entende-se, assim, ser perfeitamente justificável a retoma de um programa de realização dos aproveitamentos hidroeléctricos os quais, todavia, deverão ser encarados numa óptica de potenciais Aproveitamentos de Fins Múltiplos, hierarquizados pela seguinte ordem:

- 1 abastecimento de água a populações, indústria e pecuária;
- 2 rega;
- 3 contribuição para mitigar os efeitos danosos em situações extremas, tais como:
  - garantia de caudais ecológicos e ambientais satisfatórios a jusante em períodos críticos, visando reduzir os efeitos da poluição difusa;
  - em situações de cheia, contribuição para o amortecimento dos caudais de ponta;
- 4 produção de electricidade;
- 5 em certos casos, como o leito nacional do rio Douro (e porque não no rio Tejo?), a criação de condições necessárias à navegabilidade comercial e turística;
- 6 criação de condições para práticas de recreio e lazer.

Este é o desafio que aqui se deixa, para que os vindouros saibam que alguém antes deles não se esqueceu da qualidade de vida que merecem usufruir e que têm o pleno direito de esperar que lhes seja facultada.



Aproveitamento hidroelétrico do Alto Lindoso

# Parte I

A base deste texto é uma comunicação apresentada às “Jornadas Luso-Espanholas sobre Energia (23/24.Novembro.1992)” promovidas pela Associação Portuguesa de Energia e pelo Clube Espanhol da Energia, tendo-se, no entanto, procedido a uma actualização no que respeita aos capítulos “O presente” e “O futuro”.



## O passado

### Dos finais do século XIX a 1930

A utilização das águas fluviais como força motriz para a produção de energia eléctrica (hidroelectricidade) iniciou-se em Portugal em finais do século XIX.

No Continente, a primeira realização deste tipo terá sido a iniciada pela **Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real**, fundada em 1892, cuja concessão passou mais tarde para o cidadão alemão **Emílio Biel** que concluiu, em **1894**, um aproveitamento no rio Corgo, constituído por um açude, no lugar do “**poço do Agueirinho**”, e uma central equipada com uma turbina (KNOP) que, para um caudal de 645 l/s, fornecia uma potência de 160 HP, para uma queda de cerca de 25 metros. Este aproveitamento viria mais tarde, em 1926, a ser substituído por um aproveitamento constituído por uma barragem, no sítio da Insua, e uma central, em Terrajido, equipada com uma turbina Francis Voith ainda com a potência de 160 HP.

A segunda realização terá pertencido à **Sociedade de Electricidade do Norte de Portugal** (SENP), para a qual havia sido transferida a adjudicação, inicialmente concedida ao cidadão francês **August Lavarre**, por volta de 1892, para a exploração do serviço de iluminação pública em Braga. Assim, em **1895 ou 1896** terá entrado em serviço a central de **Furada**, no rio Cávado, aproveitando uma queda de 4 metros e equipada com 3 turbinas (JONVAL/ESCHER WYSS) de 125 HP, acopladas a alternadores (OERLINKON) de 95 kVA. Praticamente neste mesmo local viria muito mais tarde, em 1951, a ser instalado o aproveitamento de Penide promovido pelo CHENOP.

É oportuno assinalar que é por esta época, finais do século XIX, referida pela primeira vez a ideia de recorrer ao aproveitamento das águas do rio Guadiana.

Com a devida vénia, transcrevem-se os seguintes dois parágrafos de uma comunicação apresentada pelo ilustre Engenheiro **Joaquim Faria Ferreira**, que, entre outros, desempenhou os altos cargos de Director-Geral dos Serviços Hidráulicos e de Vogal do Conselho Superior de Obras Públicas, ao Congresso sobre o Alentejo, realizado em 1995:

*“O fornecimento de água às populações, em paralelo com a introdução do regadio em grande escala, está, desde há mais de um século, reconhecidamente aceite e demonstrado como a melhor via, entre outras, para o progresso económico e social da região alentejana. Além do reconhecimento da sua viabilidade técnica, esta é uma ‘ideia força’ dos alentejanos.*”

*Foi na última década do século passado que se tomou consciência deste facto e pela primeira vez essa ideia foi concretizada no projecto-lei de fomento rural da responsabilidade de Oliveira Martins, apresentado então à câmara dos senhores deputados. Mas tudo ficou parado...”*

As referências existentes indiciam que esse projecto se baseava no aproveitamento das águas do rio Guadiana a jusante da confluência do rio Degebe, seu afluente da margem direita, ou seja, praticamente no local onde só agora (mais de um século depois!) se encontra a barragem de Alqueva...

Não fossem as duas realizações acima referidas e os louros pelo início da produção de energia pela via hidroeléctrica em Portugal pertenceriam à ilha de S. Miguel, nos Açores, onde, devido à capacidade técnica e organizadora do Engenheiro José Cordeiro, se inauguraria em 1899 a primeira de quatro centrais hidroeléctricas, a saber:

Quadro 1 – Primeiras centrais hidroeléctricas nos Açores

Ano	Central	Potência (KVA)
1899	Central da Vila	60
1902	Salto do Cabrito	60
1904	Fábrica da Cidade	300
1908	Salto do Cabrito	+ 180
1911	Central da Praia	150

No Continente, entretanto, tinham entrado em serviço: em 1906 a central de Ribas Côa, no rio Côa, em 1908 a central de Caniços, no rio Vizela, e em 1909 as centrais do Varosa da Companhia Hidroeléctrica do Varosa, no rio Varosa, e da Senhora do Desterro, da Empresa Hidroeléctrica da Serra da Estrela, no rio Alva.

Entretanto, e na senda do que essa excepcional personalidade que foi o Engenheiro Ezequiel de Campos (1874-1965) vinha preconizando insistentemente desde os anos 20 – a urgência da electrificação do País tendo em vista o desenvolvimento industrial e a defesa da ideia da necessidade do Estado fomentar e apoiar financeiramente a realização de aproveitamentos hidroeléctricos e de uma rede eléctrica nacional –,

surge em 1926 a Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos. Esta lei regulava a produção, designadamente por via das centrais hidráulicas, o transporte e a distribuição da energia eléctrica, e veio a servir de base e inspiração para a elaboração da Lei n.º 2002, de Dezembro de 1944, da autoria do Engenheiro Ferreira Dias, à qual se fará referência mais adiante.

No Quadro 2 apresentam-se as centrais hidroeléctricas dos serviços público e privado, de potência superior a 100 kW, que entraram em serviço entre 1900 e 1930.

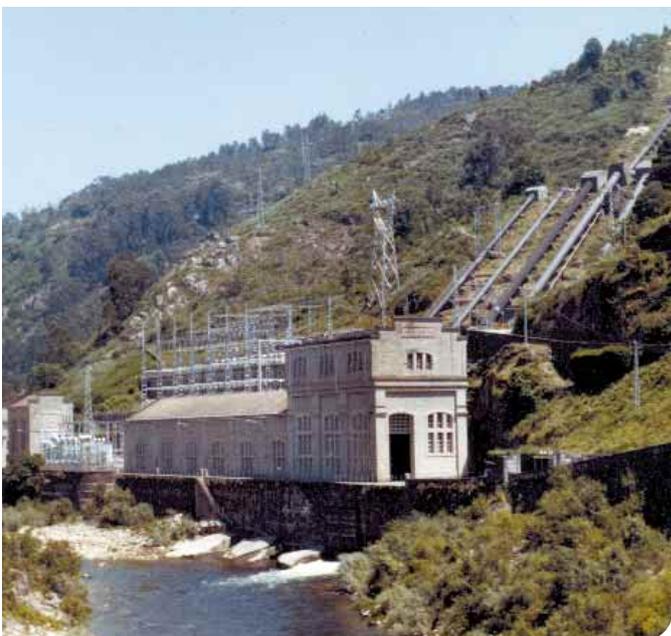
De uma maneira geral, as primeiras centrais destinaram-se a abastecer consumos locais ou limítrofes e alimentavam certas indústrias, como moagens, fiação, tecelagem e lanifícios, localizadas, nomeadamente, nas zonas do Vale do Ave, da Covilhã e de Portalegre.



RIBA CÔA (1906) – Açude



SENHORA DO DESTERRO (1909)  
Açude



LINDOSO (1922) – Central  
(7,5 MW + 7,5 MW, em 1924)



SENHORA DO DESTERRO (1909)  
Central (300 kW)

Quadro 2 – Centrais hidroeléctricas de potência superior a 100 kW

Ano de Entrada em Serviço	Serviço Público				Serviço Privado			
	Nome	Rio	Potência (kW)		Nome	Rio	Potência (kW)	
			Inicial	(Final)			Inicial	(Final)
1906	Riba Côa	Côa	105					
1907								
1908					Canigos	Vizela	225	(750)
1909	Varosa	Varosa	100					
	Sr.ª do Desterro	Alva	300	(2000)				
1910								
1911	Covas	Coura	110	(730)	Delães	Ave	100	
					Hortas-Lever	Lima	114	(250)
1912	Giestal	Selho	240		Moinho do Buraco	Selho	30	(114)
1913					Ronfe	Ave	412	
1914					Campelos	Ave	240	
					Fáb. do Prado	Nabão	210	
1915	Corvete	Bugio	430	(2350)				
1916					Mina do Pintor	Caima	96	(240)
1917	Olo	Olo	68	(136)	Matrena	Nabão	10	(440)
	Drizes	Vouga	35	(120)				
1918								
1919								
1920					Palhal	Caima	892	
1921								
1922	Lindoso	Lima	7500	(60000)	S. Martinho Campo	Vizela	392	
1923	Pt. Jugais	Alva	3000	(12000)	Barcarena	Barcarena	125	
1924					Fáb. Mendes Godinho	Nabão	135	
1925	Chocalho	Varosa	1890	(14000)	Fervença	Alcoa	356	
1926	Freigil	Cabrum	225	(1020)	Tomar	Nabão	300	
	Terrajido	Corgo	118	(4121)				
1927	Rei de Moinhos	Alva	230	(460)	Lugar de Ferro	Ferro	684	
	Póvoa	Niza	700					
	Caldeirão	Almonda	105	(155)				
	Pisões	Dinha	100					
1928					Ruães	Cávado	98	(1200)
1929	Bruceira	Niza	1800		Bugio	Bugio	435	
					S. Marta Aliviada	Ovelha	255	
					Pinguela do Romão	Ave	150	(250)
1930					Abelheira	Ave	100	

## As décadas de 30 e 40

No ano de 1930, o Governo começa a encarar a realização de grandes aproveitamentos hidroeléctricos, visando o “aumento da produção industrial e agrícola, pela irrigação dos campos”\*.

Entretanto, o potencial energético dos nossos rios era ainda desconhecido, assim como as respectivas topografia e geologia.

Só então se inicia a realização de estudos sistemáticos dos rios e da viabilidade do seu aproveitamento para produção de electricidade e abastecimento de água para rega, desenvolvidos, respectivamente, pelos Serviços Hidráulicos e pela Junta Autónoma das Obras de Hidráulica Agrícola, do que resultou a elaboração de um primeiro inventário dos recursos hidráulicos nacionais.

Nesta década foram publicados pelo Ministério das Obras Públicas e Comunicações alguns diplomas com o intuito de preparar as medidas de viabilização das grandes realizações que o Governo perspectivava, a saber:

- Decreto n.º 25 220 (1935-Abr-04), com o qual caduca a concessão do aproveitamento das águas dos rios Borralha e Rabagão, que havia sido outorgada por decreto em 1920-Dez-15.
- Decreto n.º 26 470 (1936-Mar-28), criando a Junta de Electrificação Nacional.
- Decreto n.º 27 712 (1937-Mai-19), com o qual caduca a concessão para aproveitamento hidroeléctrico das águas do rio Zêzere, que havia sido outorgada por decreto em 1930-Mar-30 à Companhia Nacional de Viação e Electricidade.

Assim se foram criando condições para a realização dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos, a qual, no entanto, apenas se iniciaria depois do termo da 2.ª Guerra Mundial, em 1945.

A produção de energia eléctrica, por volta de 1940, pode caracterizar-se do seguinte modo:

- Predomínio de recursos estrangeiros – dois terços dos recursos utilizados para a produção de electricidade são estrangeiros, considerando, também como tal, a produção da central hidroeléctrica do Lindoso.
- Predomínio de três centrais – a central hidroeléctrica do Lindoso e as duas centrais termoeléctricas do Tejo e de Santos que produziam, até 1940, mais que todas as outras, cerca de 180, de serviço público.
- Excessiva pulverização da potência – um total de 660 centrais, sendo 176 de serviço público, das quais apenas 10 de potência superior a 5 MW (3 hidráulicas e 7 térmicas) e 484 de serviço particular, das quais somente uma com mais de 5 MW, embora com oito grupos.



PONTE DE JUGAIS (1923)  
Central (3000 kW)



CHOCALHO (1925)  
Central (1890 kW)



REI DOS MOINHOS (1927)  
Açude e Central (230 kW)

\* Discurso de Oliveira Salazar na Sala do Risco



**APROVEITAMENTO DE GUILHOFREI:**  
Barragem (1937) e Central  
(1,6 MW, em 1939), ao fundo  
CENTRAL DO ERMAL (4,7 MW  
em 1937 + 6,5 MW, em 1947),  
em primeiro plano



**SANTA LUZIA (1943)**  
Barragem e Albufeira

- Elevado custo de produção – como consequência da pulverização da potência instalada resultava uma carestia excessiva do custo do kW instalado e do kWh produzido por tão grande número de unidades.

No início da década de 40, é apresentado pelo Engenheiro **Zuzarte de Mendonça**, Chefe da Repartição de Estudos de Hidráulica, um anteprojecto de um aproveitamento hidroeléctrico em Castelo do Bode, no rio Zêzere.

No ano seguinte, o notável ministro que foi o Engenheiro **Duarte Pacheco** concede meios para a intensificação dos estudos em curso nos Serviços Hidráulicos e, em 1942, promove a revisão do anteprojecto do aproveitamento de Castelo do Bode, então confiada ao especialista francês **André Coyne**.

Em 1943, os Serviços Hidráulicos apresentam o Plano Geral do Aproveitamento Hidroeléctrico do rio Zêzere, desde Cambas até à Foz. O Governo decide então iniciar a construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos e define orientação para tal efeito. **Duarte Pacheco** manda elaborar o caderno de encargos da concessão do aproveitamento da energia das águas do rio Zêzere, desde Cambas até à Foz, os programas de trabalho e financeiro para a construção do escalão de Castelo do Bode e os estatutos da empresa concessionária a criar, de que 1/3 do capital seria do Estado, 1/3 das empresas produtoras e distribuidoras de electricidade existentes e 1/3 do público. Tudo estava pronto para decisão em Conselho de Ministros quando um acidente de automóvel vitima **Duarte Pacheco**.

Entretanto, os Serviços Hidráulicos apresentam os planos gerais do aproveitamento hidroeléctrico do Sistema Cávado – Rabagão (1944) e do troço nacional do rio Douro (1948), e continuam a desenvolver estudos relativamente ao troço internacional do rio Douro e aos afluentes deste rio, assim como aos rios Lima, Mondego e Guadiana.

A 1944-Dez-26 é publicada a **Lei n.º 2002** da autoria do grande paladino da electrificação do País que foi o Engenheiro **Ferreira Dias** (1900-1966), estabelecendo as bases da produção, transporte e distribuição da energia eléctrica, de cuja Base II se destaca:

*“A produção de energia eléctrica será principalmente de origem hidráulica. As centrais térmicas desempenharão as funções de reserva e apoio, consumindo os combustíveis nacionais pobres na proporção mais económica e conveniente.”*

Em 1945, o Governo define a política respeitante à execução de novos aproveitamentos hidroeléctricos e anuncia a decisão de promover a constituição de duas empresas para o estabelecimento e exploração de obras hidráulicas e de centrais produtoras de electricidade nos rios Zêzere, Cávado e Rabagão.

Em Outubro desse ano são constituídas as empresas **Hidro-Eléctrica do Cávado**, no dia 24, e **Hidro-Eléctrica do Zêzere**, no dia 29, dando-se início à construção dos dois primeiros grandes aproveitamentos hidroeléctricos: o de **Castelo do Bode** no rio Zêzere, com **139 MW**, e o de **Venda Nova** no rio Rabagão, com **81 MW**, que viriam a ser inaugurados em 1951, tal como o de **Belver** no rio Tejo, com **32 MW**, realizado pela **Hidro-Eléctrica do Alto Alentejo**, empresa entretanto criada.

Em 1947, o Governo constitui a **Companhia Nacional de Electricidade**, à qual é outorgada a “concessão para estabelecimento e exploração de linha de transporte e subestações destinadas à interligação dos sistemas Zêzere e Cávado, entre si e

com os sistemas existentes, e ao abastecimento de energia eléctrica aos grandes centros de consumo”.

Entre 1930 e 1950 merecem referência, para além do reforço da central do Lindoso promovido pela Electra del Lima com + 15 MW em 1933 e + 15 MW em 1945, as realizações dos seguintes aproveitamentos:

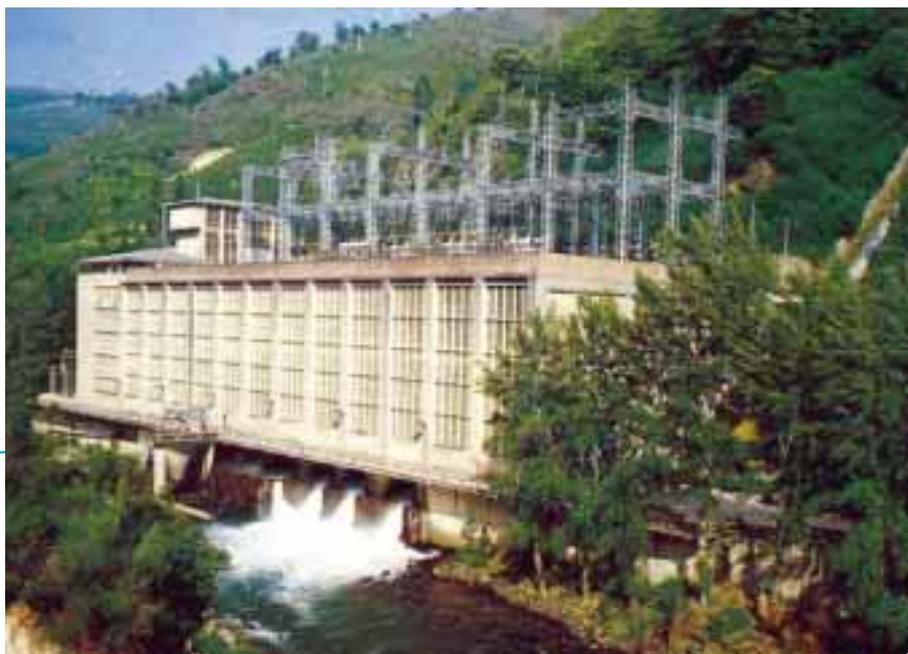
Quadro 3 – Aproveitamentos realizados entre 1930 e 1950

Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1937	Ermal	Ave	4,7 + 6,5 em 1947
1939	Guilhofrei	Ave	1,6
1942	Ponte da Esperança	Ave	2,8
1943	Santa Luzia	Unhais	23,2
1945	Senhora do Porto	Ave	8,8

Acresce referir que as primeiras três centrais do Sistema Ave foram promovidas pela Electro-Hidráulica de Portugal, a de Santa Luzia pela Companhia Eléctrica das Beiras e a última, no Ave, pela CHENOP (resultante, em 1943, da fusão da E.H. de Portugal e da Hidro-Eléctrica do Varosa a qual, entretanto, comprara a SENP em 1939).

## A década de 50

Esta é a década de ouro da hidroelectricidade, durante a qual se desenvolveu principalmente o aproveitamento das bacias dos rios Cávado e Zêzere, tal como se apresenta nas Figuras I e II (página 18 e 19).



CASTELO DO BODE (1951)  
Barragem, Descarregador de Cheias e Central (139 MW)



VENDA NOVA (1951)  
Barragem e Descarregador de Cheias

VENDA NOVA (1951)  
Central de Vila Nova (81 MW)

Figura I

BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO CÁVADO

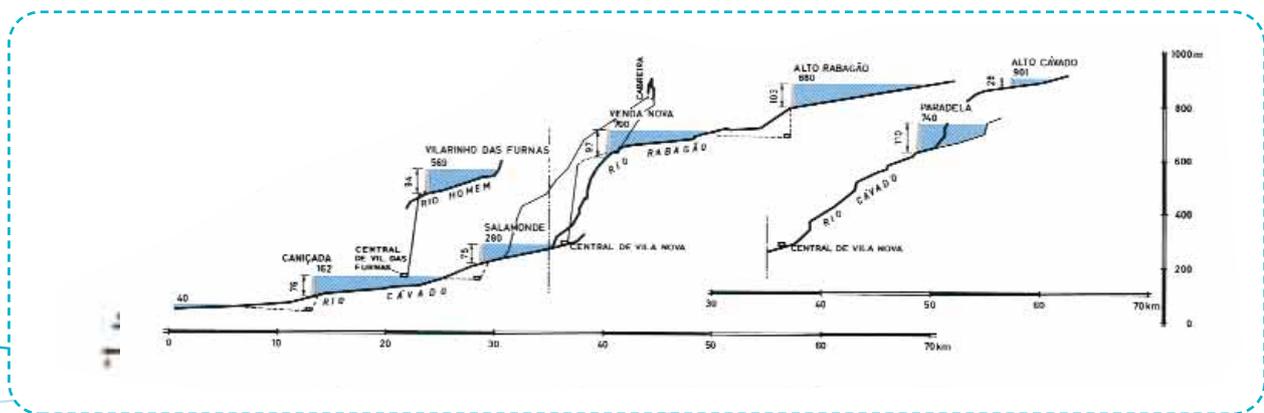
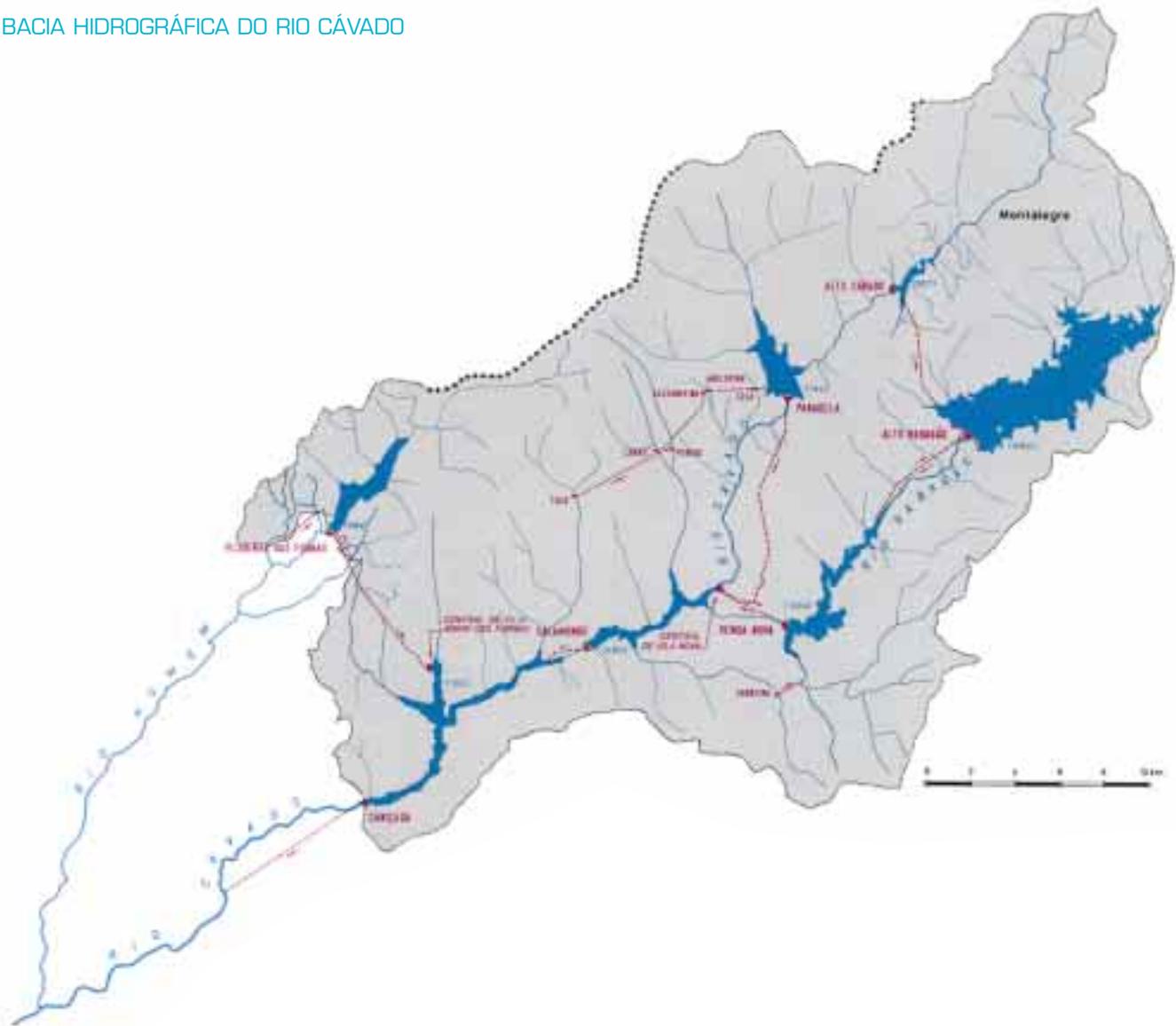
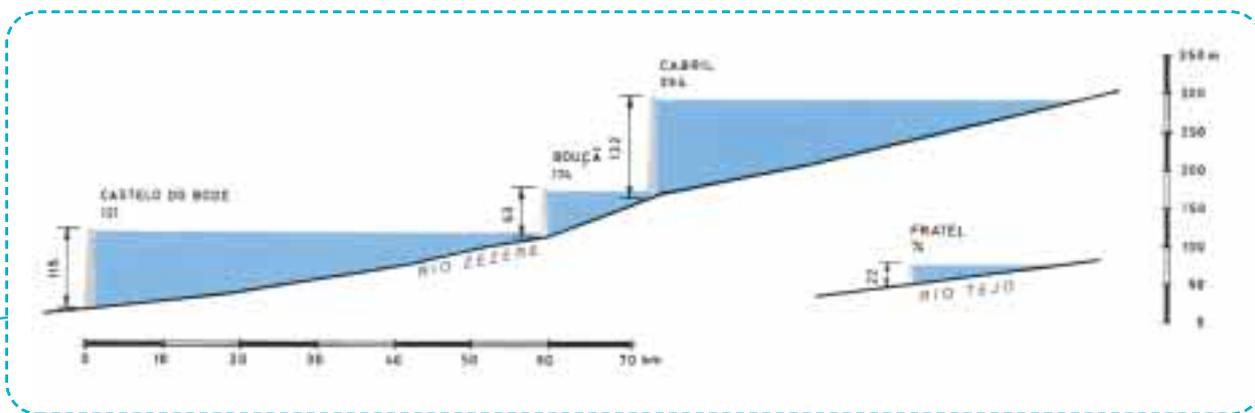
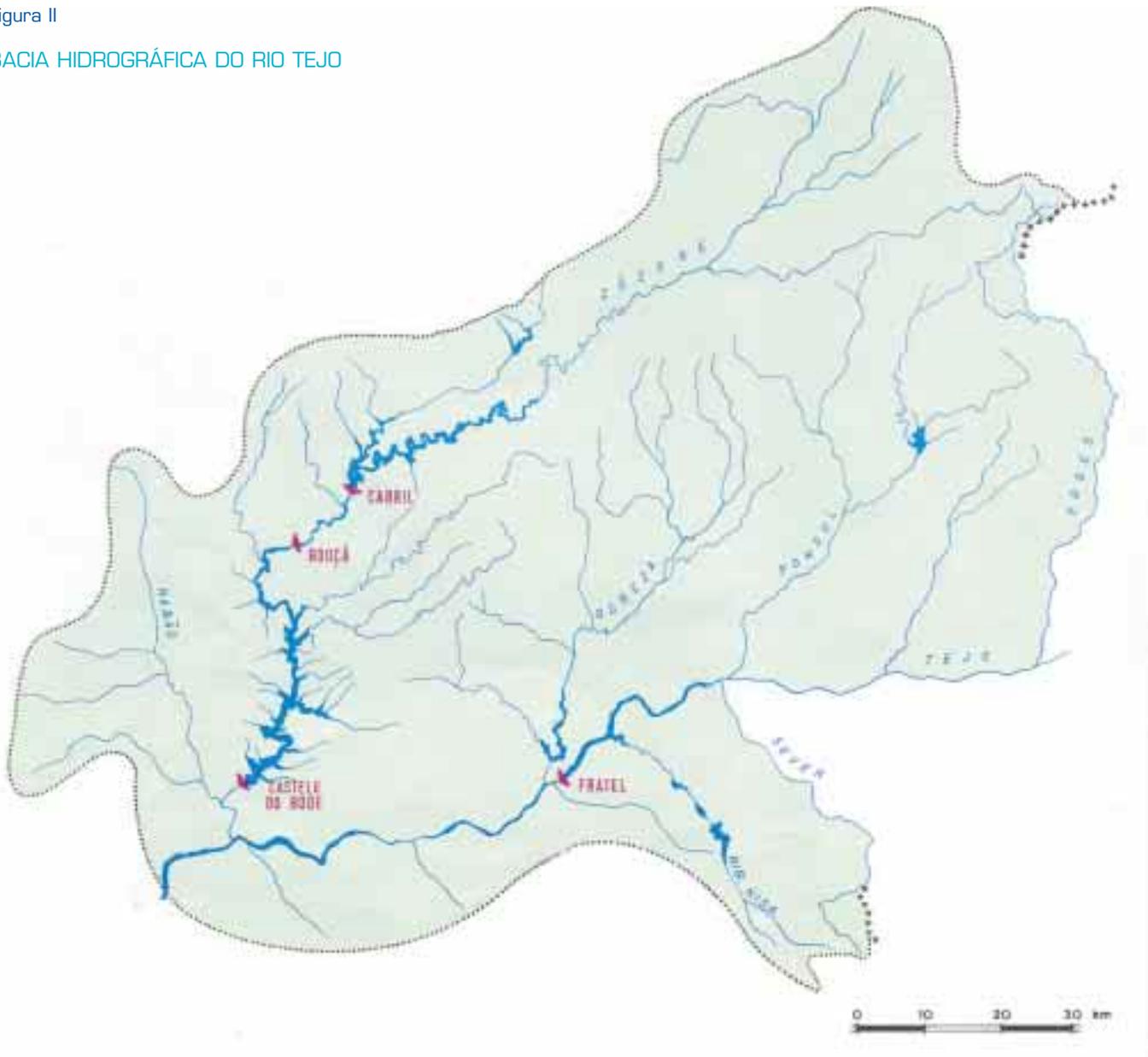


Figura II

BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO TEJO





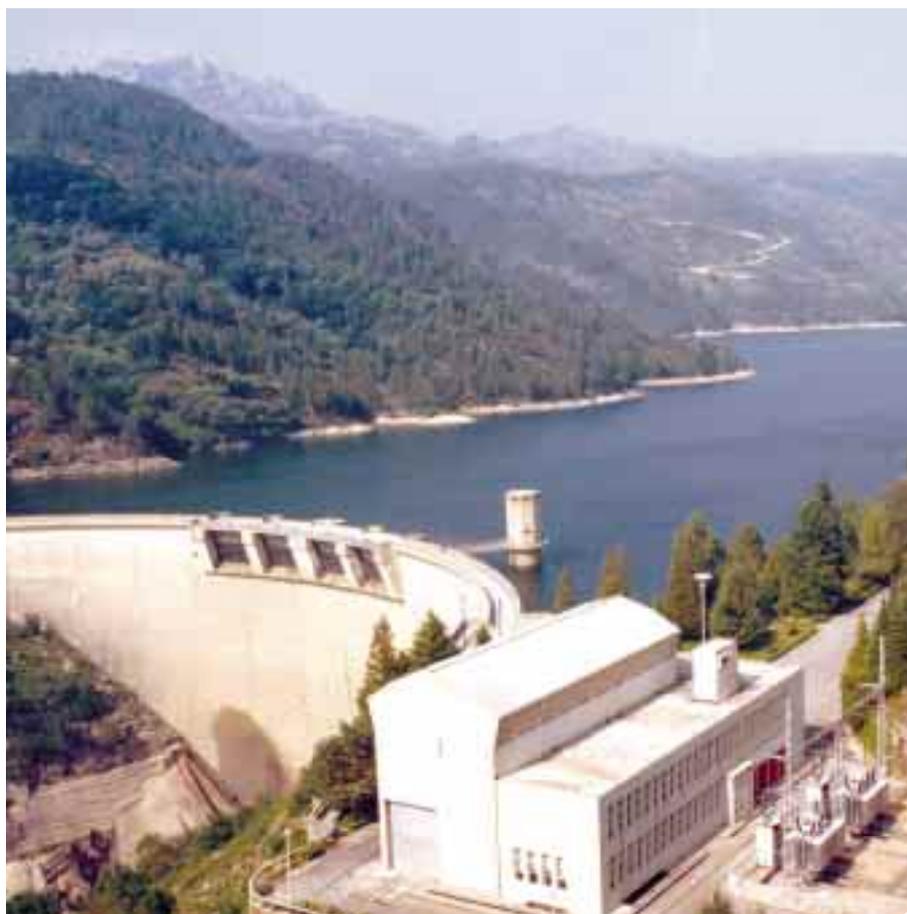
**BELVER (1951)**  
Barragem/Descarregador  
de Cheias e Central (32 MW)

Nesta década é a seguinte a cronologia dos eventos mais importantes:

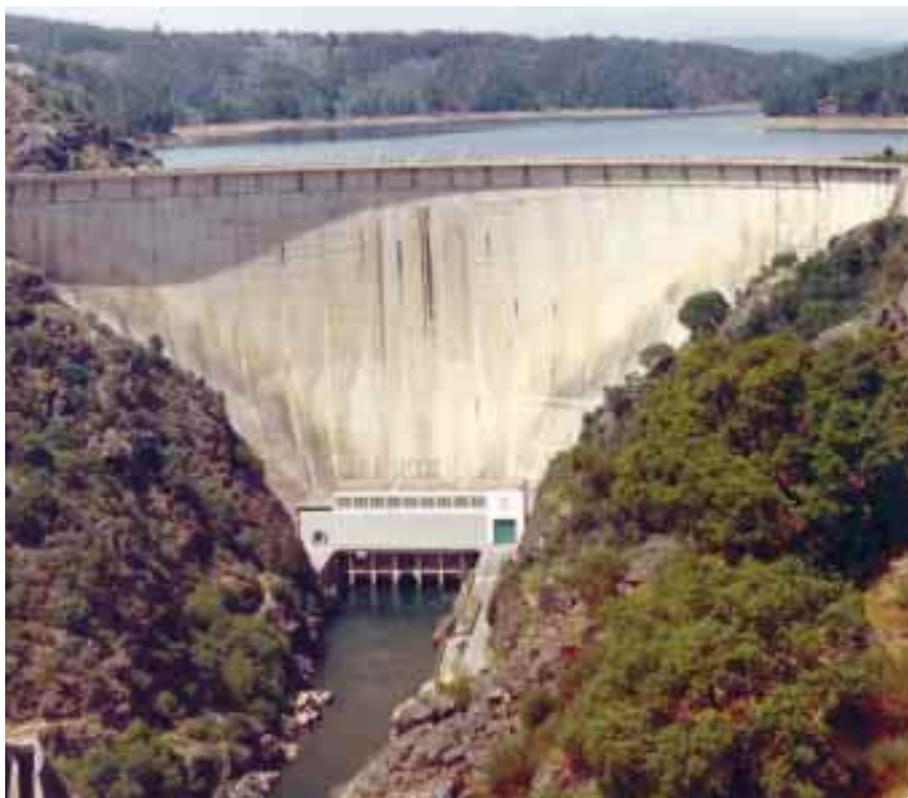
Quadro 4 – Eventos mais importantes na década de 50

Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1951	Castelo do Bode	Zêzere	139
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15
	Belver	Tejo	32
1953	Salamonde	Cávado	42
1954 <sup>(*)</sup>	Cabril	Zêzere	97
1955	Caniçada	Cávado	60
	Bouçã	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Int.	180
1960	Miranda	Douro Int.	174

<sup>(\*)</sup> Neste ano o Governo promoveu a constituição da **Hidroeléctrica do Douro** e da **Empresa Termoeléctrica Portuguesa** encarregada de estudar a realização de uma central térmica de apoio e reserva destinada a consumir combustíveis nacionais (dos três grupos previstos para essa central, a da Tapada do Outeiro, o primeiro grupo, de 50 MW, entrou em serviço em 1959-Maio).



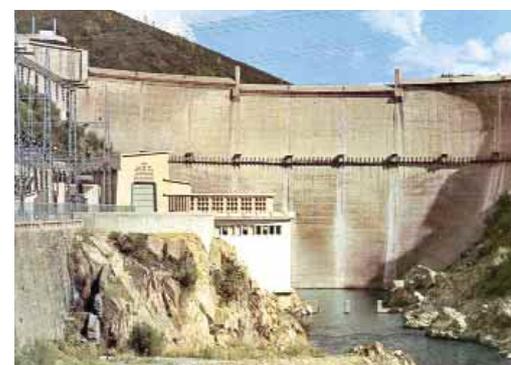
**SALAMONDE (1953)** – Barragem,  
Edifício de Comando e Subestação



CABRIL (1954)  
Barragem e Central (97 MW)

Esta década observa a viragem na estrutura do parque produtor com a seguinte evolução (ver quadro 7, pág. 25):

- As centrais hidráulicas passam apenas de 113 para 117, mas a potência nelas instalada sobe de 152,8 MW (44% do total) para 1085,2 MW (81% do total), ou seja, um acréscimo de 610%.
- O número das centrais térmicas passa de 519 para 301 (redução de 42%) e a potência nelas instalada de 192,4 MW (56% do total) para 249,8 MW (19% do total), ou seja, um acréscimo de 30%.
- A energia produzida, passando de 941,8 GWh para 3263,5 GWh, regista um acréscimo de 246,5% (a que corresponde uma taxa anual média de 13,2%), tendo a contribuição das centrais hidráulicas subido de 46% para 95% e a das térmicas descido de 54% para 5%.
- Na capitação dos consumos regista-se uma subida do modestíssimo valor de 99,3 kWh/hab. para 338,9 kWh/hab. (um valor médio de 13% para a taxa de crescimento anual).

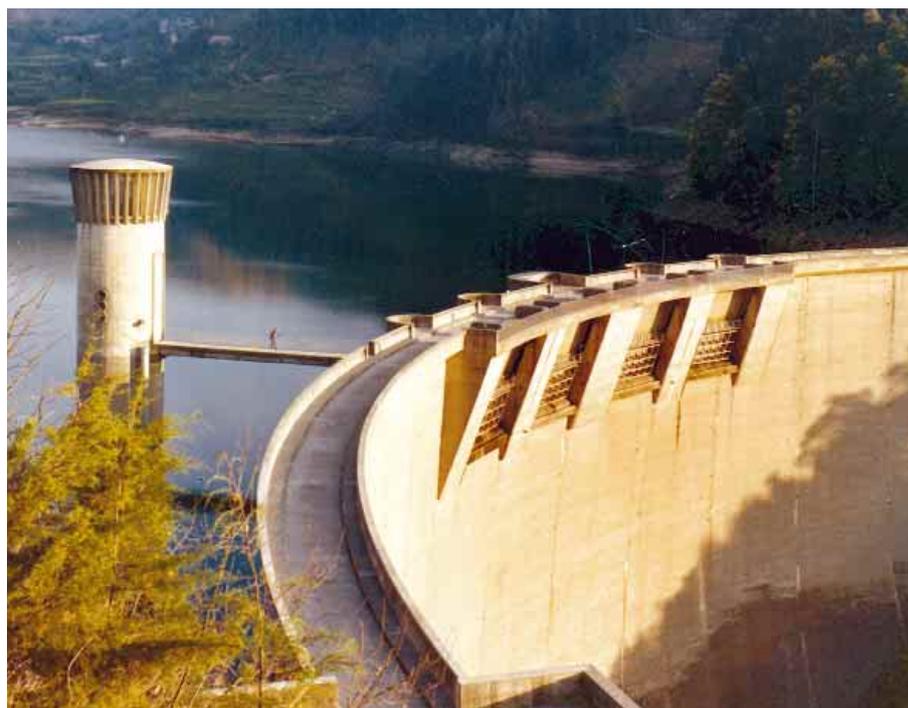


BOUÇA (1955)  
Barragem (com Descarregador em Lâmina Livre), Central (50 MW) e Subestação



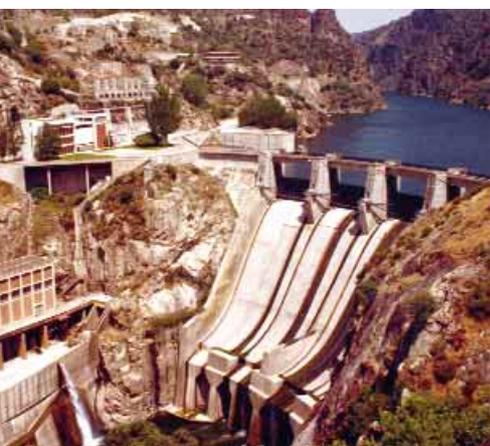
PARADELA (1956)  
Barragem de Enrocamento

CANIÇADA (1955)  
Barragem e Albufeira



## A década de 60

Nesta década entra-se numa nova fase de evolução do sistema electroprodutor: o crescimento dos consumos justifica, por razões de garantia da sua satisfação a nível global, a introdução de grupos térmicos de grande dimensão queimando carvão nacional e fuelóleo (+ 2x50 MW, em 64 e 67, na Tapada do Outeiro, e 2x125 MW, em 68 e 69, no Carregado), o que acarreta uma desaceleração na evolução do subsistema hidráulico, onde apenas 3 novos grandes aproveitamentos entram em serviço:



PICOTE (1958)  
Barragem, Descarregadores  
e Edifício de Comando

Quadro 5 – Aproveitamentos realizados na década de 60

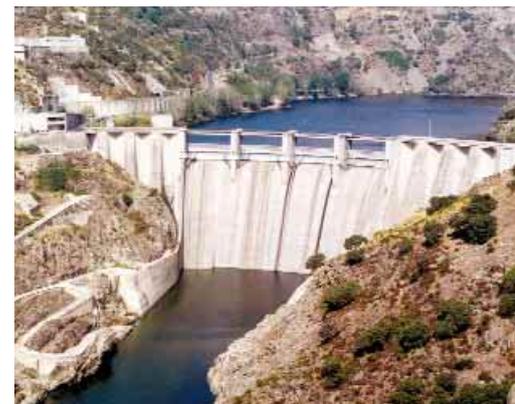
Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1964	Bemposta	Douro	210
	Alto Rabagão <sup>(*)</sup>	Rabagão	72
1965	Vilar-Tabuaço	Távora	64

<sup>(\*)</sup> Primeiro escalão do País com instalação de bombagem das águas da albufeira de jusante (Venda Nova), para transferência sazonal e interanual.

Nesta década são ainda realizadas obras complementares nos escalões de Paradela e Venda Nova para reforço das aflúncias às respectivas albufeiras, por derivação de águas das cabeceiras de afluentes a jusante.

Entretanto, na segunda metade desta década regista-se uma retoma das realizações hidroeléctricas com o lançamento das obras dos escalões do Carrapatelo, Régua e Valeira, no troço nacional do rio Douro, de Vilarinho das Furnas, no rio Homem, e de Fratel, no rio Tejo.

Em 1969-Ago-27, e na sequência do Decreto-Lei n.º 47240 de 1966-Out-06, contendo disposições tendentes à reestruturação da indústria de electricidade, é publicado o Decreto-Lei n.º 49211, no qual é “*autorizada a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamentos hidroeléctricos, de empreendimentos termoeléctricos e de transporte de energia eléctrica cujos centros e instalações constituem a Rede Eléctrica Primária*”. A fusão veio a concretizar-se em Dezembro desse ano, com a criação da CPE – **Companhia Portuguesa de Electricidade**, abrangendo 5 empresas: as Hidro-Eléctricas do Cávado, Douro e Zêzere, a Empresa Termoeléctrica Portuguesa e a Companhia Nacional de Electricidade.



**MIRANDA (1960)**  
Barragem, Descarregadores  
e Edifício de Comando



**BEMPOSTA (1964)**  
Barragem, Descarregadores  
e Edifício de Comando

**ALTO RABAGÃO (1964)**  
Barragem e Descarregador Lateral



VILAR TABUAÇO (1971)  
Barragem de Enrocamento  
e Descarregador Lateral

## As décadas de 70 e 80

As décadas de 70 e 80 são caracterizadas por elevadas taxas de crescimento dos consumos de electricidade, fruto não só do desenvolvimento económico mas também de outros factores dos quais se destaca a electrificação em superfície. Esta necessidade de energia é assegurada pela continuação da introdução de grupos térmicos de cada vez maior dimensão (4x125 MW, em 74 e 76, no Carregado, 4x250 MW, em 79, 80, 82 e 83, em Setúbal, e 4x300 MW, em 85, 86, 87 e 89, em Sines, estes para a queima de carvão importado).

Paralelamente o programa hidroeléctrico assinala uma retoma, registando-se as seguintes entradas em serviço:

Quadro 6 – Entradas em serviço nas décadas de 70 e 80

Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1971	Carrapatelo	Douro Nac.	180
1972	V. das Furnas	Homem	64
1973	Régua	Douro Nac.	156
1974	Fratel	Tejo	130
1976	Valeira	Douro Nac.	216
1981	Aguieira	Mondego	270 <sup>(*)</sup>
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro Nac.	186
1985	Crestuma	Douro Nac.	105
1987	V. das Furnas II	Homem	74 <sup>(*)</sup>
1988	Torrão	Tâmega	146 <sup>(*)</sup>

<sup>(\*)</sup> Equipamento reversível.

Entretanto, em 1976, pelo Decreto-Lei n.º 502, de 30 de Junho, e na sequência da nacionalização das várias empresas do sector eléctrico operada no ano anterior e da consequente reestruturação do sector, é criada a **Electricidade de Portugal – Empresa Pública**, abreviadamente EDP. Esta “tem por objectivo principal o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no território do continente”, sendo o serviço público cometido à EDP “explorado em regime de exclusivo”, o que, todavia, “não impede a produção e distribuição de energia eléctrica para uso próprio” por outras entidades.

Quadro 7 – Número de centrais entre as décadas de 30 e 90

Ano	1930 <sup>(*)</sup>	1940 <sup>(*)</sup>	1950 <sup>(*)</sup>	1960 <sup>(*)</sup>	1970 <sup>(*)</sup>	1980 <sup>(**)</sup>	1990 <sup>(**)</sup>
<b>Total<sup>(*)</sup></b>							
N.º Centrais	395	660	632	418	332	56	67
MW	150,4	280,8	345,2	1335,0	2186,3	3900	6624
GWh	260,0	460,0	941,8	3263,5	7294,2	14064	26467
<b>Hidráulicas<sup>(*)</sup></b>							
N.º de Centrais	75	109	113	117	115	50	60
MW < 5	73	106	106	93	78	22	27
5 < MW < 10	2	3	7	7	7	4	4
10 < MW < 50	-	-	-	10	20	8	9
50 < MW	-	-	-	7	10	16	20
MW	36,6 (24%)	83,5 (30%)	152,8 (44%)	1085,2 (81%)	1556,3 (71%)	2268 (58%)	3069 (46%)
GWh	89,3 (34%)	178,7 (39%)	436,8 (46%)	3104,8 (95%)	5789,6 (79%)	7847 (57%)	9186 (35%)
<b>Térmicas<sup>(*)</sup></b>							
N.º de Centrais	320	551	519	301	217	6	7
MW < 5	317	544	512	288	202	-	-
5 < MW < 10	3	7	7	7	7	-	-
10 < MW < 50	-	-	-	5	6	1	-
50 < MW	-	-	-	1	2	5	7
MW	113,8 (76%)	197,3 (70%)	192,4 (56%)	249,8 (19%)	630,0 (29%)	1632 (42%)	3555 (54%)
GWh	170,7 (66%)	281,3 (61%)	504,8 (54%)	158,6 (5%)	1504,6 (21%)	6117 (43%)	17281 (65%)
kWh/Hab.	35,3	54,0	99,3	338,9	690,6	1540	2510
Taxa anual média de crescimento		4,3%	6,3%	13,1%	7,4%	8,4%	5%

(\*) Fonte: DGSE (números nacionais)

(\*\*) Fonte: EDP (números apenas do sistema explorado pela EDP)

Nas Figuras III e IV apresentam-se as evoluções das potências instaladas e das produções de energia eléctrica no período compreendido entre 1930 e 1990 e, na Figura V, a evolução da potência instalada por tipo de central durante a década de 80.

Figura III – Potência instalada

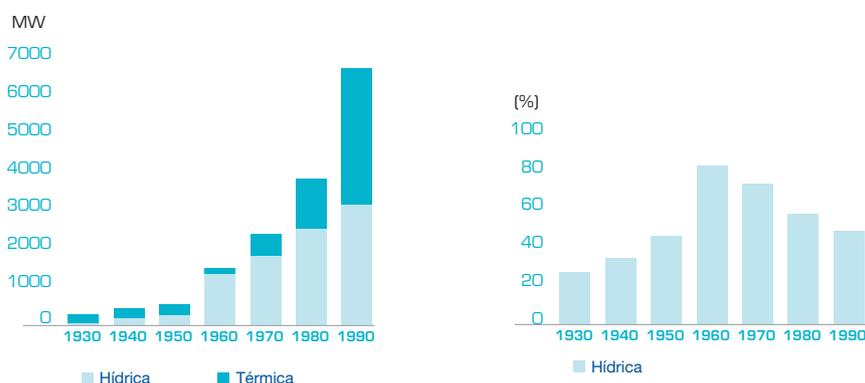


Figura IV – Produção de energia eléctrica

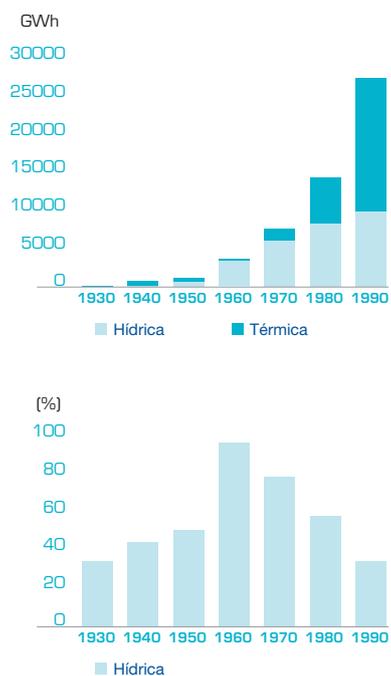


Figura V – Sistema electroprodutor da EDP: evolução da potência instalada





VILARINHO DAS FURNAS (1972)  
Barragem



VILARINHO DAS FURNAS (1972)  
Central (64 MW + 74 MW  
reversíveis, em 1987)

## O presente

O potencial energético bruto dos nossos rios encontra-se avaliado em cerca de **32 000 GWh**, dos quais 24 500 GWh e 20 000 GWh são considerados, respectivamente, como técnica e economicamente aproveitáveis. Destes últimos encontravam-se já aproveitados e em construção, em 1990, cerca de 11 600 GWh, estando identificados outros 6 600 GWh como candidatos a futura integração no sistema electroprodutor em aproveitamentos de grande e média dimensão. Restam cerca de 1 800 GWh como realizáveis em aproveitamentos de pequena dimensão (mini-hídricos).

Nos Quadros 8, 9, 10 e 11 apresentam-se respectivamente:

- Os aproveitamentos hidroeléctricos explorados pelo Grupo EDP até 1990 com potência igual ou superior a 10 MW.
- Os aproveitamentos hidroeléctricos em construção na década de 90 (o de Foz-Côa deve ser considerado sem efeito visto a obra ter sido suspensa em 1996).
- Os aproveitamentos hidroeléctricos em estudo (aos níveis de projecto-base, estudo prévio ou simplesmente inventário).
- A síntese dos recursos inventariados.

Durante a década de 90 entraram em exploração os seguintes aproveitamentos hidroeléctricos:

- Alto Lindoso, 630 MW, em 1992.
- Touvedo, 22 MW, em 1993.
- Reforço de potência de Pracana, 25 MW, em 1993 (com nova central, reparação dos paramentos da barragem e novo descarregador de cheias).
- Reforço de potência do Sabugueiro, 10 MW, em 1993, (com nova central alimentada pela albufeira criada pela nova barragem de Lagoacho).
- Caldeirão, 40 MW, em 1994.
- Reforço de potência do escalão de Miranda, 189 MW, em 1995, com nova central.

A situação verificada no Sistema Eléctrico de Serviço Público, **SEP**, no ano **2000** caracteriza-se resumidamente da forma seguinte:

- Potência total instalada: **8 758 MW**.
- Emissão total das centrais: **34 489 GWh**.
- Componente hidroeléctrica: a potência instalada de **3 903 MW**, 45% da total, contribuiu com **10 227 GWh**, ou seja, 30% da emissão total de energia.
- Componente termoeléctrica: a potência instalada de **4 855 MW**, 55% da total, contribuiu com **24 262 GWh**, ou seja, 70% da emissão total de energia.

Quadro 8 – Aproveitamentos hidroeléctricos explorados pela EDP até 1990 com potência &gt;10 MW

Aproveitamento	Bacia	Curso de Água	Tipo	Entrada em Serviço	Área da Bacia Vertente (km²)	Altura de Queda Média (m)	Cap. Útil da Albufeira (hm³)	Potência Instalada (MW)	Produtibilidade Média Anual (GWh) <sup>(1)</sup>
Lindoso	Lima	Lima	Peq. Armaz.	1922	1 506	179	0,9	50 (2)	260
Alto Rabagão	Cávado	Rabagão	Albufeira	1964	210	169	550	72 (R)	95
Paradela		Cávado	Albufeira	1956	167	426	159		
Venda Nova		Rabagão	Albufeira	1950	342	395	95	64+74 (R)	185
Salamonde		Cávado	Albufeira	1953	623	113	57		
Vil. Fumas I e II		Homem	Albufeira	1972/1987	78	407	116		
Cançada		Cávado	Albufeira	1955	160	103	144		
Ermal	Ave	Ave	Albufeira	1947	122	82	21	10,8	27
Senhora do Porto	Ave	Ave	Peq. Armaz.	1945	28	52	1,1	10	14
Miranda	Douro	Douro	Peq. Armaz.	1960	63 500	57	6	174	868
Picote		Douro	Peq. Armaz.	1958	63 750	68	13	180	941
Bemposta		Douro	Peq. Armaz.	1964	63 850	88	20	210	1 034
Pocinho		Douro	Peq. Armaz.	1983	81 000	20	12	186	530
Valeira		Douro	Peq. Armaz.	1976	85 395	27	12	216	748
Régua		Douro	Peq. Armaz.	1973	90 800	26	13	156	682
Carrapatelo		Douro	Peq. Armaz.	1971	92 040	31	16	180	882
Crestuma/Lever		Douro	Peq. Armaz.	1985	96 520	9	19	105	363
Vilar-Tabuaço		Távora	Albufeira	1965	359	452	96	64	148
Chocalho		Varosa	Albufeira	1934	306	180	13	22	34
Torrão		Tâmega	Peq. Armaz.	1988	2 252	52	77	144 (R)	254
Agueira		Mondego	Mondego	Albufeira	1981	3 100	60	253	270 (R)
Raiva	Mondego		Peq. Armaz.	1982	3 326	16	12	20	44
Sabugueiro	Rb.ª Caniça		Albufeira	1947	14	594	15	13,2	43
Ponte Jugais	Alva		Fio de Água	1923	42	238	-	12,6	40
Vila Cova	Alva		Peq. Armaz.	1937	47	209	-	11,8	39
Fratel	Tejo	Tejo	Peq. Armaz.	1974	59 582	22	21	130	382
Belver		Tejo	Peq. Armaz.	1952	1 830	12	12	80	239
Pracana		Ocreza	Albufeira	1950	1 411	41	102	14,7	41
Santa Luzia		Unhais	Albufeira	1943	45	313	51	23,2	57
Cabril		Zêzere	Albufeira	1954	2 340	108	614	97	312
Bouçã		Zêzere	Peq. Armaz.	1955	2 525	57	-	50	162
Castelo do Bode		Zêzere	Albufeira	1951	3 950	80	900	139	412
<b>Total</b>									<b>3 016</b>

(1) Líquida de bombagem

(2) Limitada pelo canal existente

(R) Equipamento reversível

Quadro 9 – Aproveitamentos hidroeléctricos em construção na década de 90

Aproveitamento	Bacia	Curso de Água	Tipo	Entrada em Serviço	Área da Bacia Vertente (km²)	Altura de Queda Média (m)	Cap. Útil da Albufeira (hm³)	Potência Instalada (MW)	Produtibilidade Média Anual (GWh)
Alto Lindoso	Lima	Lima	Albufeira	1922/93	1 525	280	270	634	910
Touvedo	Lima	Lima	Peq. Armaz.	1993	1 700	25	4,0	22	61
Caldeirão	Mondego	Rb. Caldeirão	Albufeira	1993	174	193	5,4	32	50
Pracana (1)	Tejo	Ocreza	Albufeira	1993	1 410	57	69	26	23
Sabugueiro II	Mondego	Rb. Caniça	Albufeira	1993	14,4	418	4,9	10	33
Miranda II	Douro	Douro	Peq. Armaz.	1995	63 500	55	6	194	223
Foz-Côa	Douro	Côa	Albufeira	1998	2 424	98	355	140 (R)	330
<b>Total</b>								1058	1630

(1) Reforço de potência  
(R) Equipamento reversível

Quadro 10 – Aproveitamentos hidroeléctricos em estudo

Aproveitamento	Bacia	Curso de Água	Tipo	Área da Bacia Vertente (Km²)	Altura de Queda Média (m)	Cap. Útil da Albufeira (hm³)	Potência a instalar (MW)	Produtibilidade Média Anual (GWh) <sup>(1)</sup>
Castro Laboreiro	Lima	C. Laboreiro	Albufeira	25	220	33	19	27
Assureira		C. Laboreiro	Peq. Armaz.	56	395	1,6	53	95
Alto Vez		Vez	Fio de água	23	388	-	19	34
Médio Vez		Vez	Fio de água	83	120	-	16	29
Venda Nova II	Cávado	Rabagão	Peq. Armaz.	240	432	16	609 (R)	26
Picote II	Douro	Douro	Peq. Armaz.	63 750	68	13	235	262
Bemposta II	Douro	Douro	Peq. Armaz.	63 850	64	20	157	140
Atalaia		Côa	Albufeira	784	123	364	45	66
Sr.ª de Monforte	Douro (Côa)	Côa	Albufeira	1351	142	217	77 (R)	136
Pero Martins		Côa	Albufeira	1939	152	212	113	201
Sampaio		Sabor	Albufeira	2442	115	560	118	192
Qt.ª das Laranjeiras	Douro (Sabor)	Sabor	Albufeira	3441	91	511	119 (R)	193
Feiticeiro		Sabor	Peq. Armaz.	3485	31	10	40	66
Linhares	Douro	Rb.ª Linhares	Bombag. Pura	43	486	1,3	460 (R)	-
Mente		Mente	Albufeira	607	77	222	70 (R)	67
Rebordelo (+ Valpaços)	Douro (Tua)	Rabaçal	Albufeira	1301	187	263	190	306
Foz-Tua		Tua	Albufeira	3718	125	256	233	377
Portela		Paiva	Albufeira	223	93	115	19	35
Castro Daire	Douro (Paiva)	Paiva	Albufeira	375	234	61	100	170
Alvarenga		Paiva	Albufeira	709	192	648	165	337
Castelo de Paiva		Paiva	Peq. Armaz.	779	70	28	73	130

(1) Líquida da bombagem  
(R) Equipamento reversível

Quadro 10 – Aproveitamentos hidroeléctricos em estudo (continuação)

Aproveitamento	Bacia	Curso de Água	Tipo	Área da Bacia Vertente (Km <sup>2</sup> )	Altura de Queda Média (m)	Cap. Útil da Albufeira (hm <sup>3</sup> )	Potência a Instalar (MW)	Produtibilidade Média Anual (GWh) <sup>(1)</sup>
Alto Rabagão/Tâmega	Douro (Tâmega)	Rabagão/Beça	Albufeira	210	416	509	163 (R)	231
Padroselos		Beça	Albufeira	311	125	94	86 (R)	152
Vidago		Tâmega	Albufeira	1559	94	131	136 (R)	219 (3)
Daivões		Tâmega	Peq. Armaz.	1964	64	18	88	178
Fridão (2)		Tâmega	Albufeira	2608	82	143	166	346
Alvão		Louredo	Albufeira	108	653	63	105	150
Póvoa	Vouga	Vouga	Albufeira	256	178	83	44	65
Pinhosão		Vouga	Albufeira	404	114	62	45	66
Ribeiradio		Vouga	Albufeira	963	90	164	108	150
Asse-Dasse	Mondego	Mondego	Albufeira	189	636	184	163 (R)	304
Girabolhos		Mondego	Albufeira	988	131	245	88	189
Midões		Mondego	Albufeira	1432	63	95	54	109
Almourol	Tejo	Tejo	Peq. Armaz.	67 300	13	12	76	277
Santarém		Tejo	Peq. Armaz.	67 500	11	12	88	290
Erges II	Tejo (Erges)	Erges	Fio de água	878	50	-	27	38
Erges I		Erges	Fio de água	1165	90	-	64	86
Alvito	Tejo	Ocreza	Albufeira	965	109	417	56	93
Alqueva (4)	Guadiana	Guadiana	Albufeira	55 000	67	3 150	360 (R)	327
Rocha da Galé		Guadiana	Albufeira	61 000	73	373	438 (R)	473
Pomarão		Guadiana	Peq. Armaz.	62 000	9	47	25	31
Sela	Minho	Minho	Peq. Armaz.	15 500	26,5	4,8	54 (5)	191 (5)
Contribuição Líquida para o Sistema Electroprodutor							5364	6598

(1) Líquida de bombagem.

(2) Estudo prévio aprovado pelo CG da EDP em Maio/89.

(3) A produção no Tâmega após a ligação à cascata do Cávado é conseguida à custa de um decréscimo da produção no Cávado de 266 GWh, que se deduz no total.

(4) Projecto concluído em Março/88.

(5) Parcela portuguesa (35,6% do total).

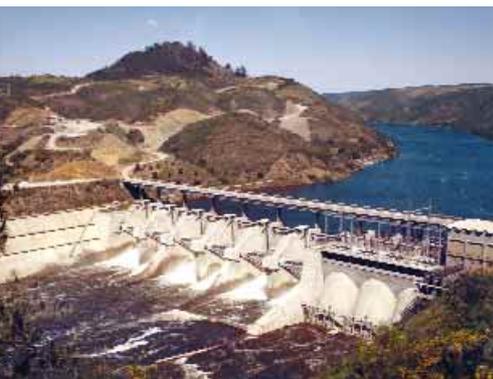
(R) Equipamento reversível.

Quadro 11 – Síntese dos recursos inventariados

Aproveitamentos	N.º de Aprov.	Potência Instalada		Produtibilidade Média Anual		
		MW	%	GWh	%	
Aproveitamentos em exploração pela EDP	Potência ≥ 10 MW	32	3 016	31,9	10 085	54,4
	Potência < 10 MW	29	56	0,6	169	0,9
Aproveitamentos em construção pela EDP (1) ou com decisão tomada para construção	7	1 008	10,7	1 370	7,5	
Aproveitamentos em Estudo	42	5 364	56,8	6 598 (2)	36,2	
<b>Total</b>	<b>110</b>	<b>9 444</b>	<b>100,0</b>	<b>18 222</b>	<b>100,0</b>	

(1) Deduzido o Lindoso antigo.

(2) Após dedução de 266 GWh de decréscimo da produção no Cávado devido à ligação do Alto Rabagão ao Tâmega.



FRATEL (1974)  
Barragem, Descarregador de Cheias  
e Central (130 MW)



AGUEIRA (1981)  
Barragem, Descarregadores laterais  
e Central (270 MW reversíveis)



RAIVA (1982)  
Barragem, Descarregadores  
e Central (20 MW)

## O futuro

Tendo em atenção os valores do potencial hidroeléctrico anteriormente referidos, poder-se-á levantar a questão:

### **Porque razão não se intensifica o programa de realizações hidroeléctricas, uma vez que ainda resta aproveitar cerca de 40% do potencial hidroeléctrico nacional?**

De uma maneira simplista poder-se-ia afirmar: daqueles 40% do potencial hidroeléctrico, cerca de 7 200 GWh, em termos de produtividade anual média, representam apenas cerca de 4 000 GWh numa óptica de garantia para o sistema, ou seja, o valor com uma probabilidade de ser ultrapassada em 95% dos regimes hidrológicos. Assim, na hipótese limite (utopia) de ser possível realizar imediatamente os cerca de 40 aproveitamentos a que correspondem aqueles 4 000 GWh, esta contribuição seria insuficiente para satisfazer o crescimento dos consumos a partir de um horizonte de 4 anos, mesmo para uma modesta taxa anual de crescimento de 3%. A partir daí, o desenvolvimento do sistema electroprodutor realizar-se-ia com base em unidades de produção térmicas. Tal estratégia, atendendo ao carácter capital-intensivo associado aos aproveitamentos hidroeléctricos, seria financeira e economicamente desastrosa.

Assim, o futuro equipamento hidroeléctrico, cuja contribuição será fundamentalmente em potência para a cobertura da ponta do diagrama de cargas, dado a relação energia-potência ser sensivelmente inferior à do parque em exploração, terá que ser introduzido de uma forma equilibrada e em simultâneo com os futuros grupos térmicos, que garantirão basicamente o acréscimo dos consumos, colocando a sua energia na base. A optimalidade das várias configurações previstas para a evolução do sistema electroprodutor condicionará o ritmo da entrada em serviço dos vários equipamentos de produção, particularmente dos hidroeléctricos e, mais especificamente, o seu dimensionamento.

De acordo com o PESEP 99, o último Plano de Expansão do SEP superiormente aprovado, a evolução da expansão da componente térmica do sistema produtor far-se-á com base na introdução de grupos térmicos de ciclo combinado queimando gás natural e de turbinas a gás de ciclo simples para apoio de “serviço de ponta”. Simultaneamente a componente hidroeléctrica poderia evoluir até ao ano 2010, da maneira seguinte:

- Aproveitamento de Alqueva, no rio Guadiana, em 2002: 236 MW reversíveis a partir de 2004, quando existir o contra-embalse criado pelo açude de Pedrógão.
- Reforço de potência do escalão de Venda Nova, em 2004: 179 MW reversíveis.
- Aproveitamento do Baixo Sabor, em 2007: 138 MW reversíveis.
- Aproveitamento de Fridão, no rio Tâmega, em 2009: 128 MW.

No quadro seguinte apresenta-se, para o SEP, a evolução prevista até 2010 da energia emitida e da potência instalada.

Quadro 12 – Evolução até 2010 da energia e potência

Ano	Evolução da Energia Emitida (TWh)			Evolução da Potência Instalada (MW)		
	Total	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica
2005	40,1	10,6 (26%)	29,5 (74%)	6 620	4 318 (45%)	5 302 (55%)
2010	48,5	11,1 (23%)	37,4 (77%)	11 195	4 584 (41%)	6 561 (59%)

Em conclusão:

- A contribuição da componente hídrica reduz-se gradualmente desde 1990 até ao horizonte 2010:
  - Em energia, de 30% para 23% da energia total.
  - Em potência, de 45% para 41% da potência total.
- O peso do equipamento reversível irá crescer, duplicando praticamente a potência instalada de 560 MW, em 2000, para 1 113 MW, em 2010, reflexo de uma cada vez maior utilização da bombagem hidroeléctrica.

Finalmente, na Figura VI apresenta-se a composição do parque hídrico correspondente ao estágio de total aproveitamento dos recursos hídricos economicamente aproveitáveis em realizações de grande e média dimensão.

Os aproveitamentos hidroeléctricos a integrar de futuro no sistema electroprodutor possuem uma relação energia-potência sensivelmente inferior à do parque actualmente em exploração, o que representa uma nítida vocação para a utilização da sua potência em serviço de ponta.

Assim, a figura revela:

- Para o parque existente: 56% da energia total, ou seja, 10 190 GWh, são obtidos com 33% da potência total, isto é, 3 100 MW, à qual corresponde uma utilização de 3 250 horas.
- Para o parque futuro: 44% da energia total, 8 011 GWh, são obtidos com 67% da potência total, ou seja, 6 300 MW, à qual corresponde uma utilização de 1 210 horas.

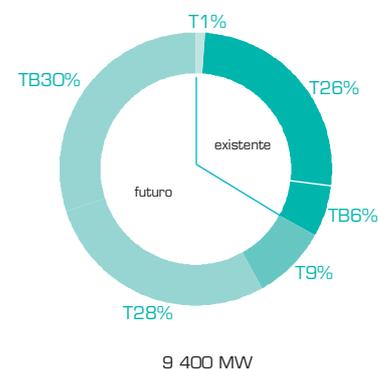
A inversão das percentagens verificada nos pares de valores energia/potência (56/33 na situação actual para 44/67 no futuro) espelha flagrantemente a evolução do critério de dimensionamento dos aproveitamentos hidroeléctricos utilizado no passado e a utilizar no futuro.

Globalmente, a utilização limite do parque hídrico situar-se-á nas 1 935 horas, o que representa 22% do tempo total.

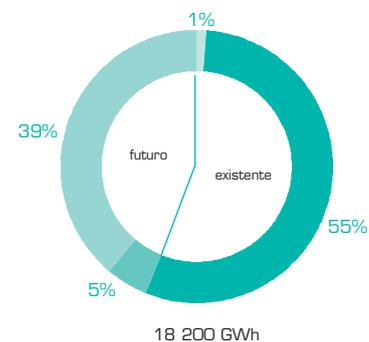


TORRÃO (1988)  
Barragem, Descarregadores e Central (146 MW reversíveis)

Figura VI  
Recursos hídricos inventariados  
Potência Instalada



Energia média



- Em exploração P<10 MW
- Em exploração P>10 MW
- Em construção
- Em estudo



Barragem da Bemposta

## Parte II

O título “A revalorização dos aproveitamentos hidroeléctricos” corresponde à apresentação, no encontro sobre hidroelectricidade, intitulada “o passado, o presente e o futuro dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos”. Porto, Setembro/2001

O título “Uma visão sobre o Douro – Que futuro?... O conflagrador presente?” tem como base o artigo publicado na revista INGENIUM, de Abril/Maio de 2002, editada pela Ordem dos Engenheiros.



## Qual o melhor programa de desenvolvimento do subsistema hidroeléctrico?

No final dos anos 70, e na sequência do choque dos preços do petróleo, a produção hidroeléctrica, quando posta a competir com a produção termoeléctrica, volta a ganhar interesse para um desenvolvimento mais acentuado e, assim contrariar o “arrefecimento” verificado na construção de novos aproveitamentos.

Entretanto, e no que diz respeito à situação portuguesa, constata-se o desenvolvimento de *know-how* específico nesta área de projecto, construção e exploração de aproveitamentos hidroeléctricos comprovado até por realizações nacionais fora de portas, nomeadamente em territórios de África sob administração portuguesa.

Ao nível do planeamento verifica-se também o desenvolvimento de ferramentas/modelos de ajuda à decisão em face da característica bastante capital intensiva do sector energético. Não admira, pois, que também do lado do sector

ALTO LINDOSO (1992)  
Barragem e Albufeira



eléctrico tenham aparecido modelos baseados nos diversos tipos de programação matemática (linear, não linear, dinâmica, estocástica, etc.), utilizando os mais sofisticados algoritmos.

De entre eles merece destaque o modelo WASP<sup>(1)</sup> que passa a ser utilizado nos estudos de planeamento do sistema electroprodutor nacional. Contudo, este modelo tinha fortes deficiências no tratamento da componente hidroeléctrica pelo que as “trajectórias óptimas” de evolução do sistema não se ajustavam a sistemas com forte componente hidroeléctrica, como o nosso.

Do ponto de vista metodológico, surge a ideia de, em lugar de tentar construir/implementar um “super-modelo” onde as componentes térmica e hídrica fossem devidamente modelizadas, analisar o problema da expansão do sistema recorrendo à utilização “interactiva” de dois modelos: um, “especialista” na componente hidroeléctrica – VALORAGUA – e outro – o WASP – mais vocacionado para a componente termoeléctrica e numa perspectiva de muito longo prazo.

Esta utilização conjunta de modelos de optimização complementares<sup>(2)</sup> veio mais tarde a ser adoptada pelo Banco Mundial na avaliação de projectos hidroeléctricos e ainda hoje é utilizada no âmbito de estudos de planeamento efectuados sob a égide da AIEA (Agência Internacional de Energia Atómica) e DOE (Departamento de Energia, do Governo Americano), como comprovam os recentes estudos de viabilização financeira para a construção de duas linhas de transmissão de energia eléctrica nos Balcãs (ref.<sup>3</sup> <http://www.adica.com/main/index.asp>) e o estudo do sector eléctrico para a República da Macedónia (CEEESA – Center for Energy, Environmental and Economic Systems Analysis – ref.<sup>3</sup> <http://www.adica.com/main/index.asp>), financiado pelo Banco Mundial.

No início da década de 80, a existência de maturidade da indústria nacional no projecto e construção de aproveitamentos hidroeléctricos e o renovado interesse pela hidráulidade face aos preços dos combustíveis, levou a analisar a seguinte questão:

**Do ponto de vista económico, qual a melhor sequência de realização dos aproveitamentos hidroeléctricos ainda por construir?**

De observar que, ao contrário do que hoje acontece, a avaliação da componente ambiental tinha pouca preponderância nos critérios de decisão.



ALTO LINDOSO (1992)  
Central Subterrânea (630 MW)

<sup>(1)</sup> WASP – Wien Automatic System Planning Package

<sup>(2)</sup> Metodologia proposta por uma equipa portuguesa no seminário “Improvements to the IAEAS WASP III” - Viena, 1987



TOUVEDO (1993)  
Barragem, Descarregadores  
e Central (22 MW)

## Aspectos metodológicos

Face ao universo de variáveis em jogo na análise daquela questão numa perspectiva de muito longo prazo, foi estabelecida uma metodologia que, fundamentalmente, se baseava no seguinte:

- a) Admitir a laboração simultânea de quatro estaleiros, o que implicava um ritmo de entrada de duas novas obras de três em três anos no caso de decisão pela inclusão da cascata do Guadiana ou, no caso de não se considerar esta cascata, um ritmo de entrada de uma nova obra de dois em dois anos (horizonte: 2010).
- b) Admitir fixa a evolução da componente termoeléctrica de base até um horizonte longínquo de desenvolvimento do sistema electroprodutor.
- c) Considerar para tal horizonte longínquo um consumo total de electricidade de 70 TWh<sup>(3)</sup>, tal como um só cenário de preços de combustíveis.
- d) Analisar as diversas cascatas, constituídas por um total de 24 aproveitamentos hidroeléctricos, correspondentes ao potencial técnico e económico previamente definido, distribuídos pelas seguintes bacias hidrográficas: Tâmega, Côa, Paiva, Sabor, Tua, Ocreza, Mondego e Guadiana.

Os centros electroprodutores assignados a cada uma das bacias hidrográficas, candidatos à integração no sistema, foram depois agrupados em quatro cenários de desenvolvimento compatíveis com as restrições de ordem técnica de construção simultânea e, portanto, de capacidade de realização nacional na altura considerada como possível.

## Resultados

O critério do interesse económico foi praticamente o único a ser considerado com base em estimativas para os custos de investimento associados a cada um dos candidatos hidroeléctricos, os encargos de operação e manutenção e, fundamentalmente, os benefícios traduzidos pela valorização das energias colocadas no sistema eléctrico por cada um dos candidatos através dos custos marginais estabelecidos<sup>(4)</sup> em cada um dos patamares do diagrama de consumos a satisfazer. Foram então estimados índices de rendibilidade por aproveitamento hidroeléctrico e por bacia hidrográfica e, de acordo com o objectivo final do estudo, estabelecida a “melhor” referência de realização que, por memória, é aqui recordada:

Torrão (em construção), Alto Lindoso (em construção), reforço de Miranda, Foz-Côa, Fridão, Senhora da Graça, reforço de Picote, Alvarenga, Vidago, Daivões, Foz-Tua, Castelo de Paiva, Padroselos e Alto Tâmega.

Em anexo apresenta-se, com algum detalhe, a descrição do estudo realizado em 1985, intitulado “Tentativa de estabelecimento do melhor programa hidroeléctrico a médio e longo prazo”, o qual terá talvez o mérito de, pela primeira vez, abranger de forma equitativa a análise do valor económico de praticamente todo o potencial hidroeléctrico ainda por aproveitar através da realização de aproveitamentos de grande e média dimensão.

<sup>(3)</sup> Na altura os cenários de evolução demográfica estimavam uma população de cerca de 14 milhões de habitantes para o horizonte 2030.

<sup>(4)</sup> Custo Marginal de Produção é o custo variável unitário de produção (em PTE/kWh) da “central marginal”, isto é, do meio de abastecimento da procura (que pode ser uma central ou uma importação) que em cada momento satisfará o incremento de consumo de 1 kWh, caso ele se verifique.

## A revalorização dos aproveitamentos hidroeléctricos

A abordagem do problema da (re)valorização dos aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal está intimamente relacionada com a própria evolução do sector eléctrico e o papel por si desempenhado na actividade económica nacional.

Recordem-se, então, as razões principais que motivaram uma política de desenvolvimento acelerado da hidroelectricidade a partir da construção, no início dos anos 50, de Venda Nova e de Castelo do Bode: exploração de um recurso endógeno; desenvolvimento da indústria nacional nas suas diversas vertentes, incluindo o do conhecimento; qualidade de vida da população em geral.

Nesta fase inicial, a valorização da energia hidroeléctrica assentava numa comparação técnico-económica directa com a solução alternativa termoeléctrica que, como é sabido, agravava ainda mais a dependência do exterior.

PRACANA (1993)  
Barragem, nova Central (25 MW)  
e novo Descarregador de Cheias





LAGOACHO (1993)  
Barragem e Albufeira (alimentando a  
Central do Sabugueiro II)

A irregularidade das aflúências aos aproveitamentos hidroeléctricos, aliás característica comum dos cursos de água no sul da Europa, aliada ao forte crescimento dos consumos de energia eléctrica, levou ao aparecimento da componente termoeléctrica de que a “velha” central da Tapada do Outeiro é exemplo. Entra-se na fase da existência de um sistema electroprodutor misto, embora com um domínio da componente hidroeléctrica, e a metodologia “comparação directa” vem a ser substituída por outra, mais complexa, assente na competição directa hidroeléctrica-termoeléctrica nos três principais segmentos de mercado: horas de vazio, horas de ponta e horas cheias. Deste modo, consoante a alocação da produção hidroeléctrica esperada, a energia de uma determinada central era valorada pela componente termoeléctrica que substituíra, já que correspondiam a equipamento com características económicas e técnicas bem diferenciadas.<sup>(5)</sup>

Contudo, à medida que crescia a complexidade de exploração de um sistema misto, nomeadamente na vertente da optimização da gestão dos aproveitamentos dotados de grande capacidade de regularização, também se desenvolvia o cálculo automático. Por conseguinte, as metodologias de análise são aperfeiçoadas e aparecem os modelos computacionais de simulação/optimização da exploração combinada “térmica-hídrica”. É a fase em que o sistema, embora considerado como um todo, é analisado nos diversos períodos de tempo nos quais se torna importante simular o equilíbrio oferta-procura com o objectivo da minimização dos custos globais de produção,  $F(x)$ , sujeito às restrições habituais da satisfação dos consumos e dos limites técnicos inerentes aos diversos componentes do sistema, ou seja:

$$\min_x F(x) \quad \text{sujeito a} \quad b(x) = B \quad x \in X$$

em que:

- x – são as potências colocadas por cada central (em MW)
- B – é a procura a satisfazer (em MW)

Consoante a hidraulicidade e as características técnicas do centro hidroeléctrico em análise, este é considerado como integrado no parque electroprodutor, sendo a sua produção valorizada ao custo marginal de produção estimado em cada período do diagrama de consumos a satisfazer.

Esta metodologia de valorização da produção hidroeléctrica, normalmente denominada de **valia eléctrica** do centro electroprodutor em questão, foi sendo aperfeiçoada e, à medida que a componente termoeléctrica vai ganhando cada vez mais importância no contexto do sistema produtor nacional, é relevada a capacidade dos centros electroprodutores hidroeléctricos de responderem, sem qualquer dificuldade, a grandes variações da procura ou até da oferta, devido à saída intempestiva de grandes unidades termoeléctricas. Esta valência passa a ser reconhecida como uma das características dos centros produtores de energia que era importante valorizar, nascendo, assim, o conceito de **valia dinâmica** (ou cinética).

De referir, a este propósito, um estudo elaborado pelo grupo de trabalho “HYDROVAL”, da UNIPEDE, datado de Março de 1997, onde, a partir de um conjunto de centros produtores hidroeléctricos integrados na rede europeia, se determina o valor a atribuir a cada um daqueles centros devido à sua capacidade intrínseca de resposta instantânea quando comparado com o “rival termoeléctrico”.

<sup>(5)</sup> *Note Bleue* – Nota da Direcção de Equipamento da EDF intitulada “Tentativa de determinação de um critério de valor dos equipamentos” utilizada entre 1953 e 1968; a partir de 1968 a sua adaptação/reformulação face às condições então vigentes deu origem à “Nouvelle Note Bleue”.

Esta componente da valia eléctrica depende de diversos factores como, por exemplo, a maior ou menor capacidade de regularização e a existência ou não de equipamento reversível (bombagem).

Contudo, o aproveitamento hidroeléctrico de sítios potenciais constitui um recurso esgotável e, portanto, com um custo de produção unitário crescente até, ao ponto de, à luz de apenas se considerarem características técnicas e económicas<sup>6)</sup>, se tornar não competitivo com o concorrente termoeléctrico. É a fase da desaceleração da construção de empreendimentos hidroeléctricos associada aos custos mais baixos da produção termoeléctrica.

Entretanto, as preocupações de índole ambiental, começam a ganhar terreno, sendo os aproveitamentos hidroeléctricos sujeitos a estudos de impacte ambiental bastante rigorosos e muitas das vezes fortemente polémicos pelos impactes estimados (Foz-Côa é um exemplo). Algumas vezes, os impactes ambientais estimados sobrepõem-se, para além das componentes de valias eléctricas acima mencionadas, ao valor adicional para a segurança de abastecimento global que os aproveitamentos de grande capacidade de regularização prestam. Esta valia, aqui denominada de **valia de emergência**, está associada à capacidade, apenas observável em alguns aproveitamentos hidroeléctricos, de prestar uma adequada garantia de abastecimento da procura em situações muito críticas evitando, por isso, o aparecimento de rupturas do sistema produtor.

Por outro lado, também a produção termoeléctrica contribui com emissão de gases nocivos para o ambiente, nomeadamente os gases de efeito estufa (CO<sub>2</sub>). Com o aparecimento da utilização mais intensiva do combustível gás natural e a utilização da tecnologia dos ciclos combinados assistira-se na década anterior a um crescimento notável deste tipo de centrais acompanhado de ganhos de eficiência relevantes. E, em simultâneo, também nas tecnologias que utilizam o carvão se tem assistido a melhorias de rendimento impensáveis até há alguns anos atrás. De qualquer modo, tanto o gás natural como o carvão não deixam de ser combustíveis fósseis e, portanto, penalizadores para o ambiente, nomeadamente no caso do CO<sub>2</sub>.

Actualmente, o peso da componente “ambiente” na avaliação de projectos de produção de energia eléctrica é preponderante e bastar-nos-á lembrar



CALDEIRÃO (1994)  
Barragem e Albufeira

<sup>6)</sup> Esquecendo outros efeitos, na altura apenas de ordem qualitativa, como o da regularização, recurso “endógeno”, etc.

a recente publicação da conhecida “Directiva das Renováveis”. Associado a este forte incentivo encontra-se, naturalmente, a produção hidroeléctrica. Se se considerar um prémio ambiental para as pequenas hidroeléctricas pelo facto de evitarem emissões atmosféricas (CO<sub>2</sub>), porque não também aplicar idêntico critério para os projectos de média/grande dimensão? É o caso, por exemplo, dos reforços de potência que, em termos de valor esperado na média dos regimes, ainda poderão dar contribuição importante na redução de produção de origem termoeléctrica. Aparece então a noção de **valia ambiental** associada a um projecto hidroeléctrico que, como se apresenta nas figuras seguintes, poderá ser quantificada consoante a metodologia aplicada: ou se atribui idêntico valor ao “prémio ambiental legal” de uma mini-hídrica ou, considerando a integração do aproveitamento em estudo no conjunto de todo o sistema electroprodutor, determina-se o valor associado à produção termoeléctrica evitada (gás natural, carvão, fuelóleo e, algumas vezes, gasóleo) e, por conseguinte, o valor das emissões de CO<sub>2</sub> evitadas.

Assim, em síntese, associado a um projecto hidroeléctrico poder-se-á considerar que o seu **valor económico** é constituído pela soma de várias parcelas: a valia eléctrica de referência, a valia dinâmica, a valia de emergência (só nos casos dispendo de uma importante reserva e de localização estratégica) e a valia ambiental (Figuras VII e VIII).

Figura VII

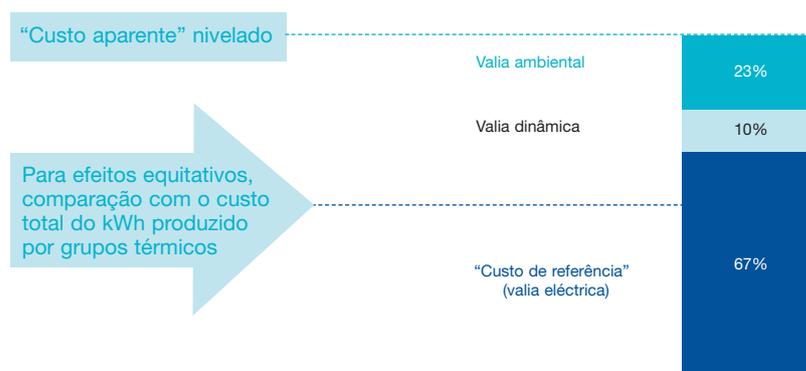
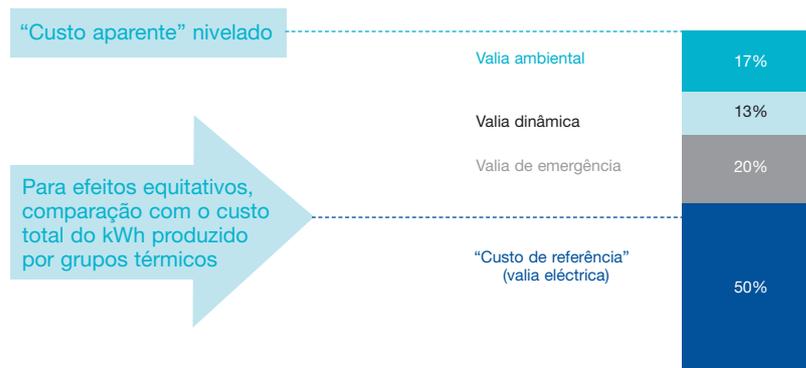
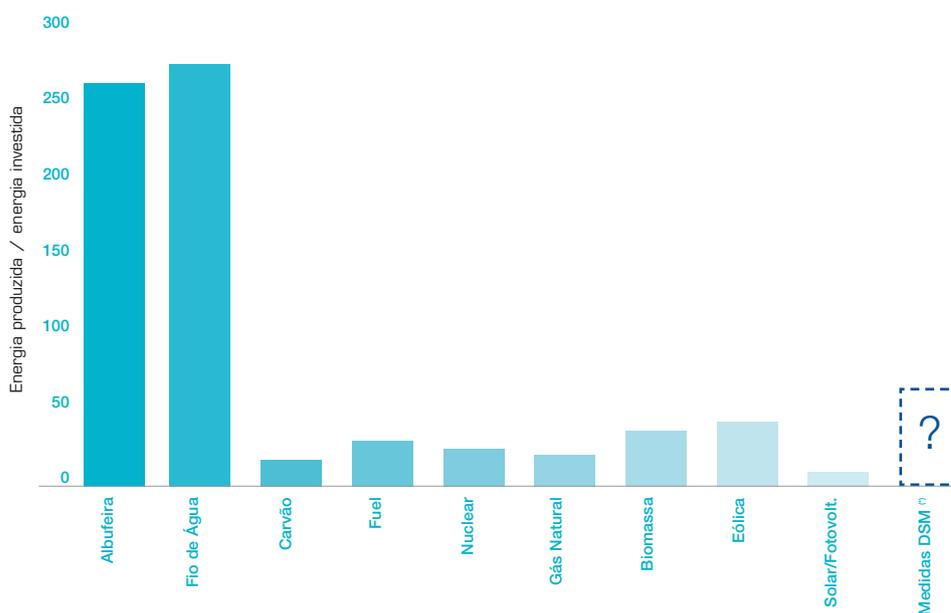


Figura VIII



A posição relativa que a hidroelectricidade assume entre os diversos meios de produção de energia eléctrica pode ser também analisada à luz do novo conceito *Energy Payback Ratio*, entendido como a “relação entre a energia produzida por uma central, durante o seu período de vida normal, e a energia necessária para construir, manter e alimentar a mesma central” (Figura IX).

Figura IX – Novo conceito *Energy Payback Ratio*



(\*) DSM – *Demand Side Management* – Medidas de gestão da procura de poupança, para as quais o *ratio* passa a ter o significado de “Energia Poupada / Acréscimo de Energia Investida em Tecnologia mais Eficiente”.

A finalizar, e tendo em atenção a liberalização crescente do sector eléctrico em toda a União Europeia, levanta-se a questão de como valorar a produção hidroeléctrica segundo as regras de mercado. E, tal como apresentado no Quadro 13, não admiraria que:

- À valia eléctrica de referência fosse associada a valorização da energia colocada nas diferentes horas do dia consoante os preços de mercado então estabelecidos.
- À componente dinâmica/cinética fosse associado o valor de mercado dos Serviços Complementares onde, pelas suas características intrínsecas, a hidroelectricidade é competitiva face à termoelectricidade.
- À valia de emergência, entendida como valor imputado ao centro electroprodutor para evitar situações de ruptura no abastecimento da procura, fosse associado o conceito de potência interruptível (situações críticas no equilíbrio oferta/procura), muito provavelmente a ser negociado no futuro através de produtos de mercado como “contratos de interruptibilidade”, opções, etc.

d) À valia ambiental seja, muito provavelmente, associado o mercado de “certificados verdes” ou outro equivalente, onde a energia eléctrica com origem renovável será atribuído um valor de mercado próprio devido à protecção do ambiente induzida.

**Quadro 13**  
Valorização dos aproveitamentos hidroeléctricos em ambiente de mercado

	Actual	Futuro
Valia eléctrica	Produção x Custo marginal	Produção x Preço de Mercado
Valia dinâmica	$\Delta$ Produção x Custo marginal	$\Delta$ Produção x Preço de serviços complementares de Mercado
Valia ambiental	Produção x Factor de emissão equivalente x Custo de CO <sub>2</sub> emitido	Comércio de créditos de emissão
Valia da reserva de emergência	$\Delta$ Energia não fornecida x Custo ENF	Função do custo ENF e/ou “Stock de Combustível”

Estamos a atravessar uma fase de grandes mudanças no sector eléctrico, assente na liberalização crescente dos mercados onde se espera que seja encontrado um equilíbrio permanentemente estável entre diversos objectivos, à partida conflituantes: custos de produção e protecção do ambiente, segurança de abastecimento e competitividade, maximização da utilidade (consumidores) e do lucro (empresa), etc.

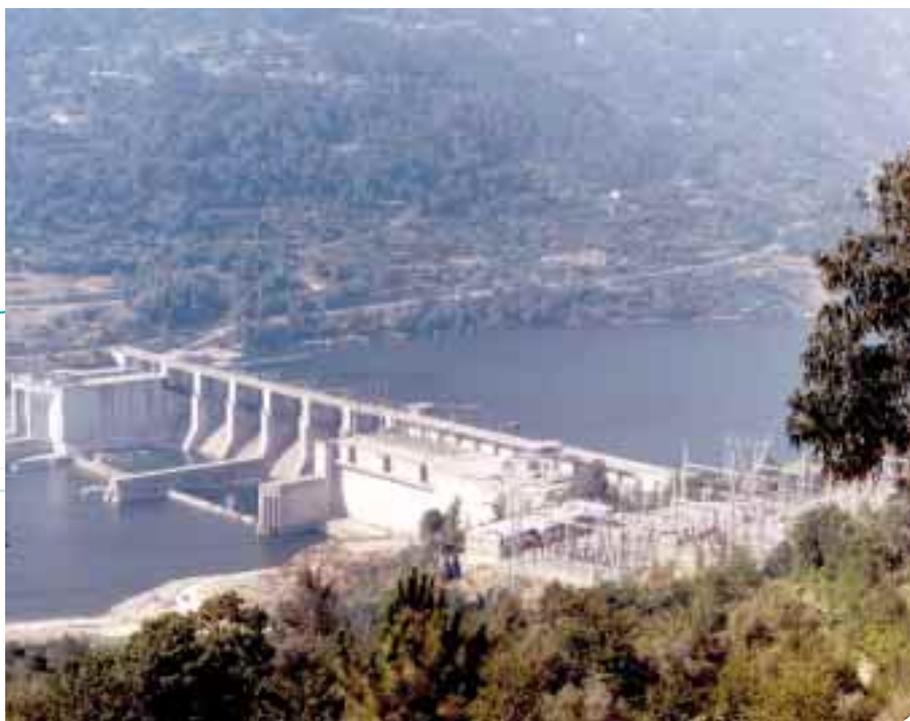
## Uma visão sobre o Douro - Que futuro?... O confrangedor presente?

A bacia nacional do rio Douro é o maior manancial de recursos hídricos de que o País dispõe, sendo de realçar que, compreendendo apenas 18 600 km<sup>2</sup> (19% da área da bacia total), o escoamento anual médio por ela gerado é de cerca de 8 200 hm<sup>3</sup> (representando 35% do total).

É preponderante a sua importância sob o ponto de vista energético, o qual, na situação actual, já bastante afectada pela magnitude dos consumos em Espanha, representa ainda cerca de 6 000 GWh em média anual (33% do potencial economicamente aproveitável em todo o Portugal Continental, estimado em cerca de 18 200 GWh), ainda que tal seja obtido praticamente apenas pelas oito centrais situadas sobre o seu leito principal.

Os cinco principais afluentes encontram-se praticamente desaproveitados quando, sob o ponto de vista energético, ainda poderiam acrescentar cerca de 2 500 GWh em média anual (40% do valor actual), o que elevaria a percentagem da contribuição do Douro em relação ao potencial total para 47%.

Todavia a justificação para a necessidade de realizar aproveitamentos hidroeléctricos com significativa capacidade de regularização nos principais afluentes não se restringe à sua importância sob o ponto de vista energético, antes deve ser encarada numa óptica de aproveitamentos de fins múltiplos, tal como se realçará adiante, o que lhe confere uma altíssima importância do ponto de vista do interesse público para o País.



CARRAPATELO (1971)  
Barragem/Descarregador,  
Central (180 MW)  
e Eclusa de Navegação

## 1. 1955 a 1985 – O aproveitamento do potencial hidroeléctrico no leito principal

Há cerca de 40 anos, no início da década de 1960 (na altura em que já se encontrava em desenvolvimento o aproveitamento do troço internacional do rio Douro atribuído a Portugal), a Hidro-Eléctrica do Douro (HED) ultimava o “Plano Geral de Aproveitamentos Hidráulicos do Rio Douro e seus Afluentes”. Este plano contemplava, além dos 5 escalões a instalar no troço nacional do rio (Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma) para o aproveitamento do seu enorme potencial energético, cerca de 2 dezenas de aproveitamentos a instalar nos seus 5 principais afluentes (Côa, Sabor, Tua, Paiva e Tâmega), os quais visavam, para além do seu aproveitamento energético, contribuir para mitigar os prejuízos provocados pelas situações hidrológicamente extremas, nomeadamente:

- a) Para o amortecimento dos caudais de ponta de cheia.
- b) Para a diminuição dos efeitos da poluição das águas fluviais em períodos de escassez de caudais.
- c) Para a garantia dos abastecimentos de água para uso urbano e rega, a partir da regularização que os escalões dotados de albufeira de suficiente capacidade de armazenamento iriam induzir no futuro.

Em 1965, e no que respeita ao aproveitamento hidroeléctrico da bacia portuguesa do rio Douro e do seu troço internacional atribuído a Portugal, a situação caracterizava-se da seguinte maneira (para além de uma meia dezena de centrais antigas e de muito reduzida dimensão):

Quadro 14 – Aproveitamento hidroeléctrico do Douro até 1965

Escalão	Data de entrada em serviço	Tipo/Volume total (hm³)	Potência instalada (MW)
Varosa	1934	Fio de água / Sem significado	22
Picote	1958	Fio de água / Sem significado	180
Miranda	1960	Fio de água / Sem significado	174
Bemposta	1964	Fio de água / Sem significado	210
Vilar	1965	Albufeira / 100	64

A partir de 1965, as atenções voltaram-se para o aproveitamento do importante potencial hidroeléctrico disponível no leito nacional do rio Douro, então estimado em cerca de 3 700 GWh/ano, o qual, adicionalmente, vinha beneficiando da regularização que os espanhóis já haviam introduzido e continuavam a implementar na sua parte da bacia (particularmente com a criação, por volta de 1970, da grande albufeira de Almendra, no rio Tormes, com um volume total de 2 650 hm³).

Assim, a partir daquela data, o aproveitamento do troço nacional do rio Douro processou-se da seguinte maneira:

Quadro 15 – Aproveitamento hidroeléctrico do Douro depois de 1965

Escalão	Data de entrada em serviço	Tipo/Volume total (hm³)	Potência instalada (MW)
Carrapatelo	1971	Fio de água / Sem significado	201
Régua	1973	Fio de água / Sem significado	180
Valeira	1976	Fio de água / Sem significado	240
Pocinho	1983	Fio de água / Sem significado	186
Crestuma	1985	Fio de água / Sem significado	117
Total			924

## 2. 1985 a 1995 – Os aproveitamentos nos principais afluentes

A decisão de realizar os cinco aproveitamentos sobre o troço nacional do rio, pelos motivos já referidos, teve como efeito perverso o adiamento da implementação da necessária e suficiente capacidade de regularização, com a excepção da realização do escalão do Torrão, no troço terminal do rio Tâmega (mas, para o efeito, marginalmente irrelevante).

Quadro 16 – Aproveitamento hidroeléctrico do Torrão

Escalão	Data de entrada em serviço	Tipo/Volume total (hm³)	Potência instalada (MW)
Torrão	1988	Albufeira / 115	140

Entretanto, a partir de 1970 (no âmbito dos Gabinetes de Engenharia das Direcções do Equipamento Hidráulico da Companhia Portuguesa de Electricidade, CPE, até 1976, e, a partir daí, da Electricidade de Portugal, EDP), foram realizados diversos estudos, a nível de inventários e de planos gerais, cujo objectivo era o de proceder à revisão/actualização dos esquemas previstos nos planos gerais que a HED realizara no início da década de 1960. Tais estudos incidiram sobre as bacias do Tâmega, do Alto Tua, do Baixo Sabor, do Côa e do Paiva e conduziram, após várias iterações, à definição do esquema cuja configuração se apresenta na Figura X.

De sublinhar que neste esquema se verificava um perfeito equilíbrio entre aquilo que se previa para as duas partes da bacia, em termos de relação escoamento gerado em regime natural / armazenamento total previsto (só nos afluentes).

O Quadro 17 permite constatar esta afirmação:

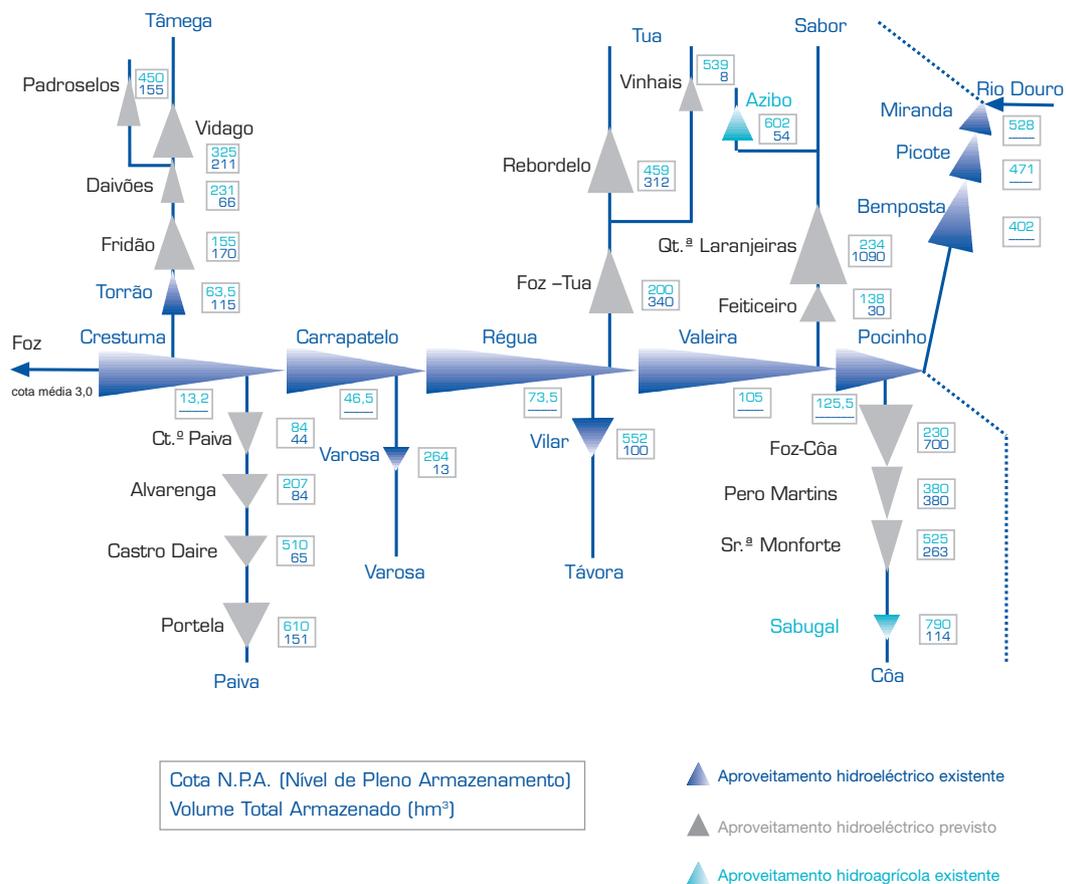
Quadro 17 – Escoamento em regime natural/Armazenamento previsto

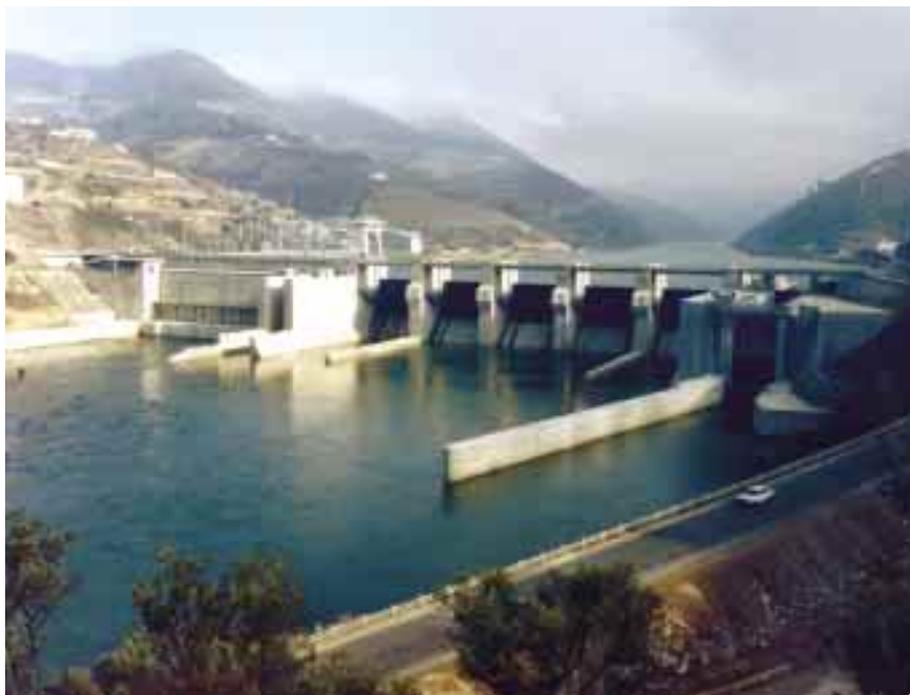
	Total	Espanha	Portugal
Área da Bacia Hidrográfica (km²)	97 500	79 000 (81%)	18 500 (19%)
Escoamento em regime natural (hm³)	23 000	15 000 (65,2%)	8 000 (34,8%)
Armazenamento total previsto (hm³)	12 935	8 470 (65,5%)	4 465 (34,5%)

Fonte: [1] da Bibliografia

Observação: Não se entrou em consideração com os volumes dos aproveitamentos instalados no curso principal do rio Douro (S. José, Roman, Villalcampo, Castro, Aldeadavila e Saucelle, em Espanha, e Miranda, Picote, Bemposta, Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma, em Portugal), visto serem explorados praticamente a fio de água, não contribuindo, assim, para uma significativa regularização do rio.

Figura VIII





RÉGUA (1973)  
Barragem /Descarregador,  
Central (156 MW)  
e Eclusa de Navegação

Com o aproximar do fim da década de 1980 tomou-se finalmente consciência da necessidade imperiosa de implementar albufeiras de significativa capacidade de regularização nos afluentes do Douro Nacional, o que deveria, naturalmente, começar pelos situados o mais a montante possível.

Foi assim lançado o aproveitamento de Foz-Côa, que iria constituir a primeira “reserva estratégica” de água a instalar no Douro Superior, a qual, todavia, não seria suficiente, antes devia ser seguida de idêntica reserva a instalar no Baixo Sabor.

A altíssima valia daquela reserva residia no seu interesse sob o ponto de vista do sector energético, como se verá adiante, mas também pelo seu contributo para o amortecimento dos caudais de ponta de cheias, o aumento da garantia dos abastecimentos de água, urbano e industrial, e a melhoria das condições ambientais em períodos críticos.

Todavia, a decisão política, tomada no início de 1996, de suspender a construção do escalão de Foz-Côa fez o problema voltar à estaca zero, ou seja, à situação que, sob o ponto de vista de quase inexistência de capacidade de regularização na parte portuguesa da bacia, se retrata assim (em hm<sup>3</sup>):

Quadro 18 – Armazenamento total

	Total	Espanha	Portugal
Armazenamento total global (hm <sup>3</sup> )	7 441	7 045 (95%) (83% do total previsto)	396 (5%) (9% do total previsto)

Fonte: [1] da Bibliografia e Figura VIII

### 3. O problema global

A reconhecida falta de capacidade de armazenamento e da correspondente regularização nos afluentes do Douro Nacional reflecte-se de forma gritante no grau de satisfação dos consumos, o que se constata no Quadro 19 (em hm<sup>3</sup>/ano):

Quadro 19 – Satisfação dos consumos

Situações	Volumes	Espanha		Portugal	
Situação Actual	Volumes Necessários	3 860		2 500	
	Volumes Satisfeitos	3 300	(85%)	1 000	(40%)
Situação Futura	Volumes Necessários	5 400		2 900	
	Volumes Satisfeitos	4 600	(86%)	1 000 <sup>(1)</sup>	(34%)

Fonte: [1] da Bibliografia

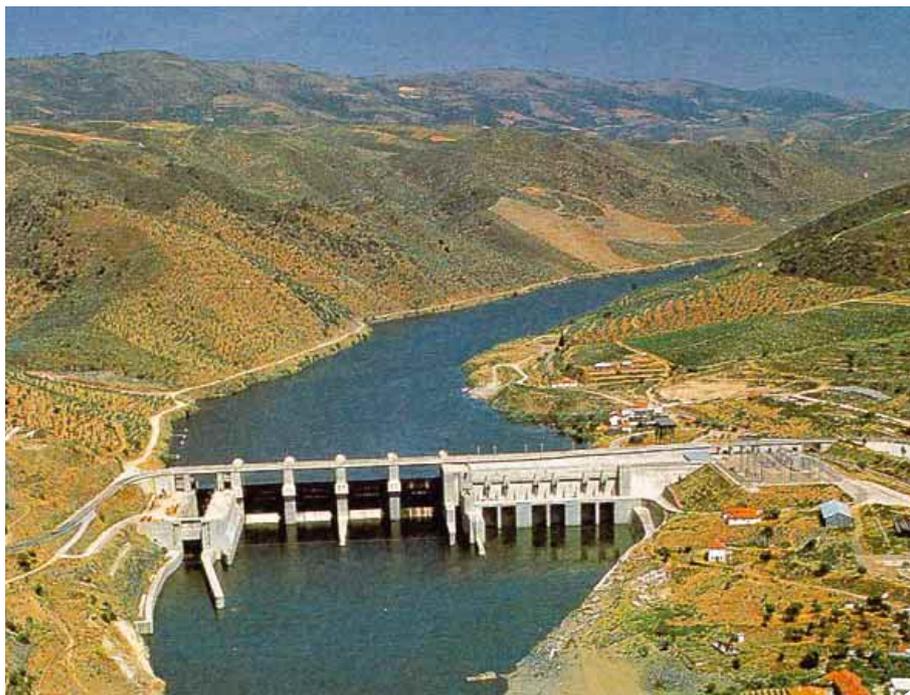
<sup>(1)</sup> Se, entretanto, não for construído mais nenhum aproveitamento

Vê-se assim que, enquanto Espanha tem um grau de satisfação dos consumos de 85%, em Portugal esse valor se situa nuns modestos 40% (com tendência para decrescer se entretanto nada se fizer).

Também sob o ponto de vista ambiental é imprescindível a contribuição de albufeiras com significativa capacidade de armazenamento e, portanto, de regularização, com o objectivo de garantir caudais mínimos satisfatórios.



VALEIRA (1976)  
Barragem/Descarregador,  
Central (216 MW)  
e Eclusa de Navegação



POCINHO (1983)  
Barragem/Descarregador,  
Central (186 MW)  
e Eclusa de Navegação

Relativamente a estes aspectos – garantia de satisfação dos consumos e condições ambientais satisfatórias –, vale a pena referir a importância dada aos impactos positivos sob o ponto de vista ambiental e dos abastecimentos, no documento elaborado pelo INAG/COBA em 1995, onde se conclui:

*“Para evitar a dependência total em relação a Espanha será no entanto de toda a conveniência (e, mesmo, urgência) que se disponha em território nacional, o mais a montante possível, de uma grande albufeira de armazenamento capaz de acudir de forma eficiente a situações de emergência, potencialmente gravosas para o troço nacional do Douro.”*

Outro aspecto extremamente importante que tem de ser considerado no planeamento e na gestão do aproveitamento hidráulico de uma bacia hidrográfica é o respeitante às infra-estruturas a implementar com o objectivo da diminuição dos efeitos gravosos provocados pelas cheias, com particular relevância para o amortecimento dos valores dos caudais de ponta, ou seja, a laminagem das pontas de cheias.

A este respeito a situação actual na bacia nacional do rio Douro é preocupante, pois praticamente caracteriza-se pela quase total inexistência de albufeiras nos seus afluentes com a necessária capacidade de armazenamento para assegurar tal objectivo (as albufeiras do Torrão, do Varosa e de Vilar não dispõem de capacidade suficiente para terem algum significado).

A este propósito, atente-se num exemplo recente ocorrido durante as últimas cheias, em Março de 2001, observadas na cascata do Douro: a Espanha, que domina 80% da bacia total, lançou na secção de Barca d’Alva cerca de 1800 m<sup>3</sup>/s, enquanto que Portugal, que não domina os restantes 20% da mesma, contribuiu com 6700 m<sup>3</sup>/s (!), majorando o caudal afluente à secção de Crestuma para 8500 m<sup>3</sup>/s.

<sup>(a)</sup> Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor

CRESTUMA (1985)  
Barragem/Descarregador,  
Central (105 MW)  
e Eclusa de Navegação



Nos PESEP<sup>(a)</sup> 99 e PESEP<sup>(a)</sup> 01 são propostos, no horizonte de cerca de 20 anos, os novos aproveitamentos hidroeléctricos do Baixo Sabor, no rio Sabor, de Foz-Tua, no rio Tua, de Alvarenga, no rio Paiva, de Fridão, Vidago e Daivões, no rio Tâmega, e da Senhora de Monforte e Pero Martins, na zona alta do Côa (Alto Côa).

Para o fim em análise torna-se imprescindível a construção de aproveitamentos com capacidade de regularização como os do Baixo Sabor e os dois do Alto Côa. Para uma cheia com o período de retorno de 50 anos, estes aproveitamentos poderiam amortecer a ponta de cheia em 3 300 m<sup>3</sup>/s (2 300 m<sup>3</sup>/s, no Baixo Sabor, e 1 000 m<sup>3</sup>/s, no Alto Côa, para caudais máximos de 3 260 m<sup>3</sup>/s e 1 380 m<sup>3</sup>/s, respectivamente). Com a contribuição de Foz-Tua, Vidago, Fridão e Alvarenga estima-se que se poderia laminar a ponta de cheia em cerca de 4 500 m<sup>3</sup>/s, na Régua, e 5 500 m<sup>3</sup>/s nas zonas ribeirinhas do Porto e de Gaia, reduzindo, assim, os caudais máximos, respectivamente, de 12 600 para 8 100 m<sup>3</sup>/s e de 15 500 para 10 000 m<sup>3</sup>/s.

Sob o ponto de vista energético cabe observar que uma das directrizes da política energética nacional reside no aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente através das energias renováveis e não poluentes, e, em particular, no aproveitamento da água para a produção de electricidade, contribuindo assim para a contenção das emissões de CO<sub>2</sub> e, também, de SO<sub>2</sub>, NOx e cinzas (algumas destas contendo elementos radioactivos), o qual se julga constituir uma das maiores valências dos recursos da bacia nacional do rio Douro, pelo que é incompreensível que o seu substancial potencial hidroeléctrico continue por aproveitar.

Todavia, o problema fulcral do aproveitamento hidráulico (hídrico e energético) do rio Douro reside na **necessidade/imprescindibilidade de construir uma importante reserva estratégica de água no Douro Superior** (facto, aliás, reconhecido na RCM n.º 4/96, de 16 de Janeiro, ao determinar a suspensão da obra de Foz-Côa), o que só poderá ser obtido mediante albufeiras de grande capacidade de armazenamento no Baixo Sabor e/ou no Alto Côa, as quais deverão conter, para além de volumes úteis para exploração em condições normais, “reservas de emergência” adequadas para utilização em períodos críticos de grande carência de caudais.

Assim, não é demais insistir, de forma mais explícita, na importância do recurso àquelas “reservas de emergência”, a qual reside no facto de elas constituírem a única forma de assegurar:

- Sob o ponto de vista energético – apenas o recurso às “reservas de emergência” referidas poderá garantir a alimentação de uma quota importante dos cerca de 920 MW instalados nas centrais do Douro Nacional, pelo menos em horas de ponta.
- Sob o ponto de vista ambiental – em períodos de grande carência de caudais (como, por exemplo, os verificados em Agosto de 1984, 1989 e 1992, nos quais se registaram sequências de mais de 20 dias de caudais praticamente nulos na secção da Valeira) apenas o recurso àquelas reservas permitirá corrigir para níveis considerados satisfatórios o regime de caudais ecológicos e ambientais no rio Douro, isto é, para a qualidade da água e da vida no rio e, conseqüentemente, para a qualidade de vida da população que dele depende desde a fronteira até ao estuário.

Finalmente, observa-se que o recurso às reservas de emergência a constituir é, sob os pontos de vista energético e ambiental, a única forma de resolver satisfatoriamente as dificuldades que surgirão na gestão hídrica e energética do Douro Nacional, independentemente da gestão da água que venha a ser introduzida na bacia espanhola, o que lhe confere uma altíssima importância no que respeita ao interesse público.

Em concreto, salienta-se o valor das reservas de emergência a constituir no Baixo Sabor e no Alto Côa sob o ponto de vista de garantia de alimentação da potência instalada nas 5 centrais existentes no leito principal nacional do rio Douro, em períodos de grande carência de caudais, devido à meteorologia ou à gestão adoptada na bacia espanhola, durante os quais aquela potência corre o risco de se perder.

Se no Baixo Sabor se turbinar em permanência uma média de 150 m<sup>3</sup>/s, a uma potência média de 150 MW, o volume turbinado dará para, no Douro Nacional, se turbinar durante as 4 horas de ponta  $\frac{150,24}{4} = 900 \text{ m}^3/\text{s}$  a uma potência média de  $0,0098 \cdot 0,9 \cdot (104,5 - 3,0 - 4,0 \cdot 3) \cdot 900 \approx 800 \text{ MW}^{(10)}$ . Esta situação encontra-se retratada na Figura XI. Assim, para uma reserva de emergência de 500 hm<sup>3</sup> aquela situação poder-se-ia verificar durante  $\frac{500}{150,24 \cdot 0,0036} \approx 39$  dias, ou seja, os dias úteis de quase 2 meses.

Complementarmente, se no Alto Côa se turbinar em permanência 90 m<sup>3</sup>/s, a uma potência média de 170 MW, o volume turbinado dará para, no Douro Nacional, se turbinar nas horas cheias entre as 12 e as 18 horas  $\frac{90,24}{6} = 360 \text{ m}^3/\text{s}$  a uma potência média de  $0,0098 \cdot 0,9 \cdot (124,5 - 3,0 - 5,0 \cdot 3) \cdot 360 \approx 380 \text{ MW}$ . Esta situação, encontra-se retratada na Figura XII. Assim, para uma reserva de emergência de 300 hm<sup>3</sup>, aquela situação poder-se-ia verificar durante  $\frac{300}{90,24 \cdot 0,0036} \approx 39$  dias, ou seja, exactamente como no caso do Baixo Sabor.

Para se atingir uma situação de conforto na utilização da potência instalada no Douro Nacional, como se retrata na Figura XIII, torna-se imprescindível dispor das reservas de emergência no Baixo Sabor e no Alto Côa. Na realidade só tais reservas permitem a disponibilização de 320 MW em serviço de base, de 700 MW nas horas cheias entre as 12 e as 18 horas e de 1060 MW nas horas de ponta, o que lhe confere inegável valia económica.

Figura XI  
Baixo Sabor

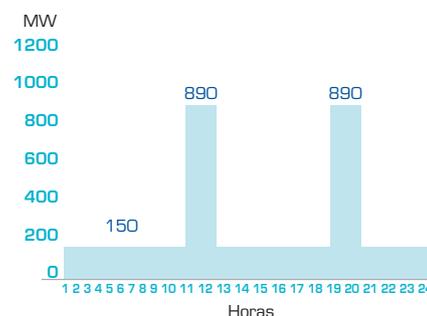


Figura XII  
Alto Côa

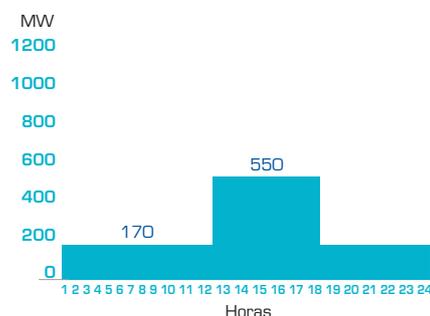
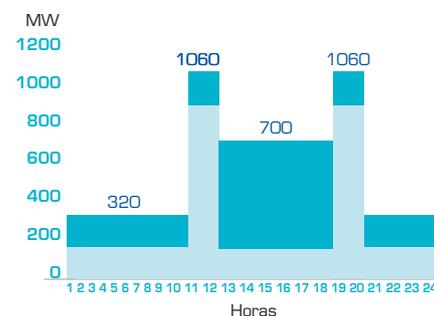
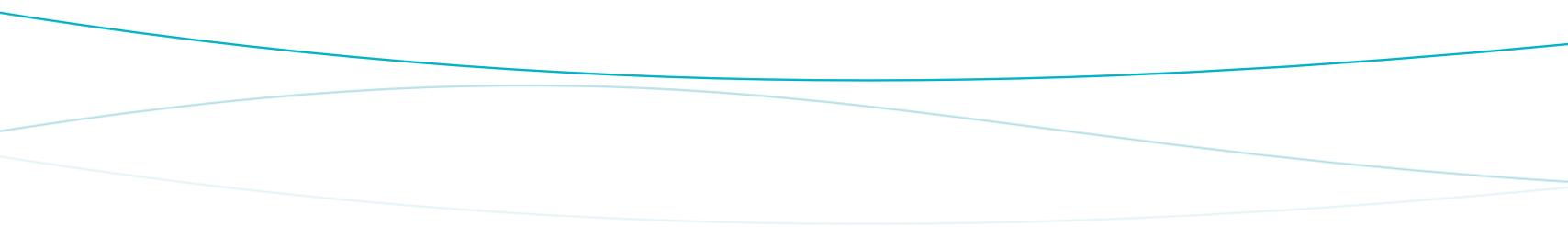


Figura XIII  
Baixo Sabor + Alto Côa



<sup>(10)</sup>  $P = 0,0098 \cdot r \cdot (CM - CJ - \Delta h) Q$   
P - potência em MW; r - rendimento; CM - cota de montante; CJ - cota de jusante; Q - caudal turbinado  
 $\Delta h$  - perda de carga estimada em 0,30 m em cada uma das centrais situadas a jusante.  
Obs: dado o caudal de turbinamento na Régua e Carrapatelo ser inferior a 900m<sup>3</sup>/s, esta potência reduz-se a 740 MW.



## Bibliografia

### Parte I

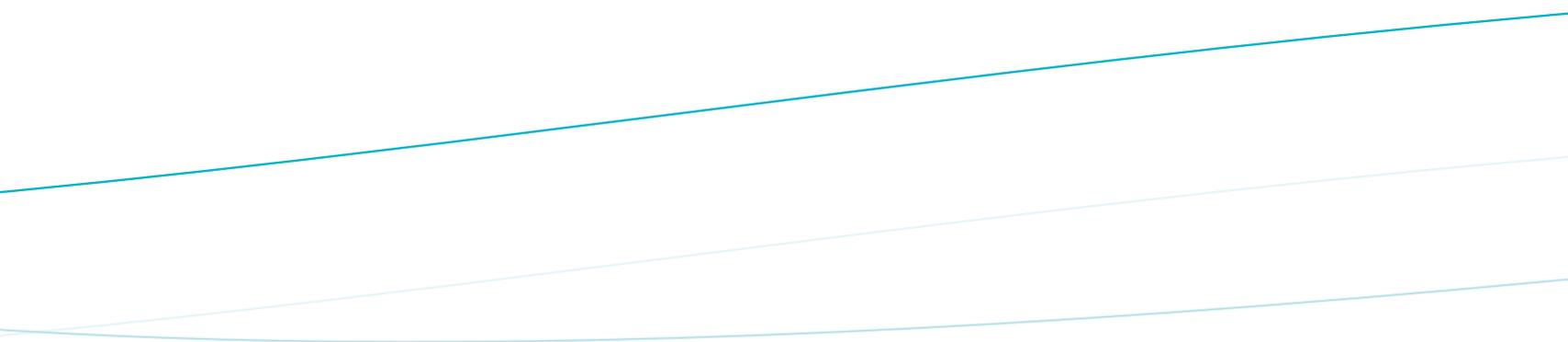
SIMÕES, Ilídio Mariz, *As Primeiras Instalações de Produção e Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal*, Revista Electricidade, n.º 285, de Fevereiro de 1982, e n.º 288, de Abril de 1992.

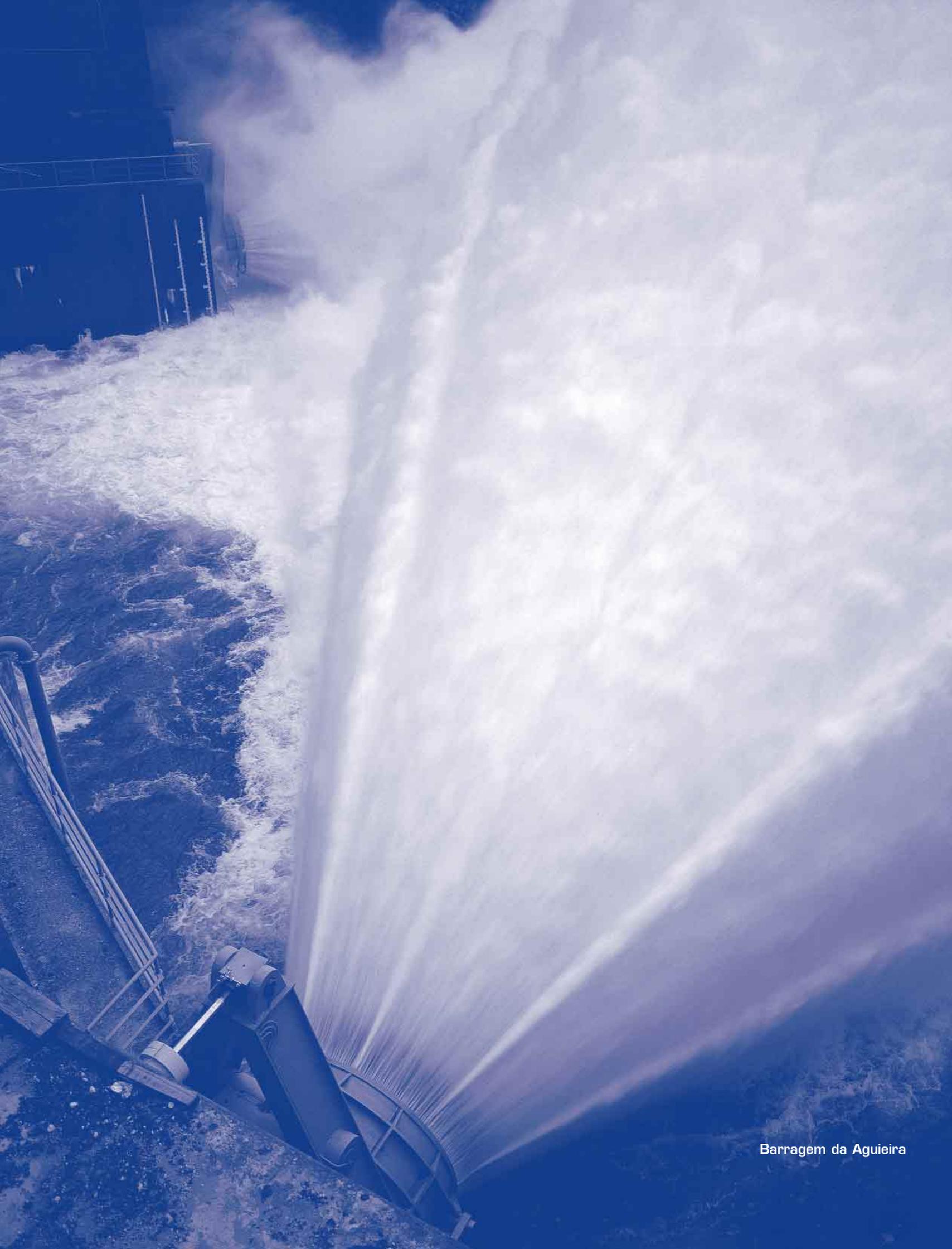
C. F. O. G. A. H., *25 Anos de Construção de Grandes Aproveitamentos Hidroeléctricos*, 1946 -1971, Ministério das Obras Públicas.

D.G.S.E., *Estatística das Instalações Eléctricas em Portugal*, Ministério da Economia.

### Parte II

[1] *Recursos Hídricos do Rio Douro e sua Utilização* – INAG/COBA, Abril de 1995





Barragem da Agueira

# Anexo

Síntese de Documento de Trabalho,  
de Julho de 1985, do Gabinete de Planeamento  
de Centros Produtores – OCPL / EDP (anexo ao capítulo IV)



## 1. Introdução

Numa fase preliminar de arranque do trabalho a desenvolver no âmbito da optimização da expansão a longo prazo do sistema electroprodutor nacional, objectivo principal do “Plano de Novos Centros Produtores – 1986-2010”, realizaram-se vários estudos prévios com o intuito de tentar estabelecer uma boa aproximação à melhor ordenação possível dos vários aproveitamentos hidroeléctricos a integrar de futuro no sistema electroprodutor.

No presente documento regista-se a metodologia utilizada no desenvolvimento dos estudos realizados. Estes estudos, necessariamente morosos, tiveram de preceder de alguns meses o arranque dos trabalhos do Plano de Novos Centros Produtores (1986-2010), pois, como se sabe, os seus resultados constituem um dos elementos de base para o modelo de expansão do sistema electroprodutor em que se apoiou aquele plano.

Na altura não se dispunha de certos dados essenciais a utilizar no plano, tais como, indicadores económicos dos centros produtores baseados num sistema de preços mais recente, projecções mais actualizadas da evolução dos consumos a longo prazo, etc.

Logicamente, também não se poderia dispor da caracterização da expansão optimizada do sistema, nomeadamente da sua componente térmica, que viria a resultar do plano, de que os resultados dos estudos aqui referidos são, justamente, um dos dados.

Tais limitações ou aproximações, inerentes à metodologia utilizada, não invalidam, contudo, o essencial das conclusões aqui apresentadas, nomeadamente em termos de posição relativa das várias sequências consideradas de realizações hidroeléctricas, numa perspectiva de longo prazo, que é o nosso objectivo primordial.

Cabe ainda sublinhar que determinados ajustamentos pontuais das características de dimensionamento de alguns dos aproveitamentos, referidos neste documento como aconselháveis sob o ponto de vista da sua rentabilidade económica, no contexto em que foi elaborado, carecem, como é óbvio, de oportuna confirmação, mediante análises a realizar em cada caso, para as condições que vigorarem quando for decidida a sua construção.

## 2. A expansão da componente hidroeléctrica do sistema electroprodutor a longo prazo

A tentativa de encontrar a melhor ordenação possível dos vários aproveitamentos hidroeléctricos a integrar de futuro no sistema electroprodutor foi, como se referiu na introdução, o objectivo dos estudos que se descrevem a seguir.

O critério que presidiu ao estabelecimento daquela ordenação foi, em princípio, o da integração dos aproveitamentos no tempo por ordem decrescente do seu valor económico. Observa-se, no entanto, que a consideração de outros factores, tais como, por exemplo, o interesse da realização sequencial numa bacia hidrográfica, ou o facto de, para determinada bacia, os estudos estarem bastante desactualizados e necessitarem de revisão, tivesse, por vezes, levado a que aquele princípio não fosse rigidamente respeitado.

Fundamentalmente, os estudos realizados incidiram sobre a análise dos estádios seguintes:

Estádio 70 TWh – que se admitiu vir a verificar-se por volta do ano de 2030, considerado como estádio limite a atingir relativamente ao nível de consumos (correspondente a um consumo anual de 5 000 kWh *per capita* e a uma população de 14 milhões de habitantes) e no qual se inseriram, praticamente, todos os aproveitamentos hidroeléctricos inventariados, de grande e média dimensão.

Os resultados obtidos não só deram uma primeira indicação sobre a posição relativa dos vários aproveitamentos, em termos de valor económico, como também permitiram:

- Detectar os casos em que era ou não necessário considerar a instalação de bombagem para tornar os respectivos projectos rentáveis.
- Detectar um excesso da potência prevista em instalações com bombagem e, nesse caso, determinar o nível para o qual ela deveria ser reduzida (em termos gerais concluiu-se ser justificada uma redução, em média, para cerca de 2/3 da potência reversível prevista).

Estádios 1995, 2002 e 2010 – com 4 alternativas para expansão da componente hidroeléctrica do sistema electroprodutor e com as seguintes hipóteses:

- Arranque das primeiras obras principais em 1987.
- Laboração simultânea de 4 estaleiros com um ritmo de entrada de duas novas obras de 3 em 3 anos, nas 3 alternativas de expansão sem a cascata do Guadiana, até ao ano 2020.

- Laboração simultânea de 3 estaleiros com um ritmo de entrada de uma nova obra de 2 em 2 anos, numa alternativa de expansão com a cascata do Guadiana, até ao ano 2010.

A comparação de tais alternativas permitiu seleccionar a de melhor índice de rentabilidade como se verá adiante.

## 2.1. Análise do Estádio 70 TWh (ano 2030)

Foi considerado que, de 1990 em diante, a expansão da componente térmica prosseguiria, para além dos 4 grupos de Sines, com outros grupos a carvão de potência unitária de 300 MW, passando-se mais tarde à forma de 600 MW e, apenas depois do ano 2010, a grupos nucleares PWR de potência unitária de 950 MW. Estes foram, no entanto, limitados ao número de 6, o que corresponde a admitir a existência de 3 possíveis localizações e a instalação de 2 grupos em cada uma delas.

Assim, por volta do ano 2030, a componente térmica seria constituída por:

Quadro A1

Tipo de Central		N.º de Grupos	Potência Total (MW)
Carvão	300 MW	8	2 400
	600 MW	6	3 600
PWR 950		6	5 700
		Total	11 700

Por outro lado, a componente hidroeléctrica integra, tal como se disse atrás, praticamente todos os aproveitamentos de grande e média dimensão inventariados e que constam do quadro A2 das duas páginas seguintes.

Nestas condições, e com o objectivo de detectar os casos em que não era necessário recorrer à bombagem para rentabilizar os respectivos projectos, começou-se por realizar um estudo no qual não se considerou a sua utilização. Nota-se, no entanto, que para otimizar o sistema foi necessário, nesse caso, introduzir uma central de bombagem pura com a potência de 1 500 MW (Estudo I.1).

Seguidamente, tendo-se retirado esta central de bombagem pura, realizou-se um estudo considerando a utilização da bombagem nos aproveitamentos em que ela estava prevista (Estudo I.2).

Nas condições referidas, as simulações da exploração optimizadas do sistema electroprodutor, realizadas mediante a utilização do modelo "VALORAGUA", conduziram aos resultados apresentados no lado esquerdo do Quadro A2 (Hipótese I, em que os aproveitamentos hidroeléctricos estão caracterizados, no que diz respeito à potência a instalar e respectivos custos, conforme as últimas previsões. O estudo foi realizado para um sistema de preços constantes referidos a Julho de 1983).

Quadro A2

Rio	Aproveitamento	Hipótese I – Potências Previstas				Hipótese II – Potências Reversíveis Reduzidas				
		Caudal (m³/s) Queda (m) Potência (MW)	Custo Total (10³c)	Renda Anual (10³c)		Caudal (m³/s) Queda (m) Potência (MW)	Custo Total C (10³c)	Renda Anual R (10³c)	Índice de Rentabilidade R/C	
				Estudo I. 1	Estudo I. 2				3.º Estudo	Por aproveitamento
Tâmega	Alto Tâmega	63	13 730	1 530	1 700	46.5	11 200	2 200	.204	0.154
		400				420				
		210 <sup>o</sup>				162*				
	Padroselos	120	16 530	1 140	1 265	80	11 100	1 365	.123	
		140				120				
	Vidago	246	14 455	1 480	1 635	165	11 700	1 910	.163	
		91				91				
Daivões	160	7 300	825	860	s.a.	s.a.	930	.128		
	50.5				s.a.					
Sr.ª da Graça	205	8 930	925	940	s.a.	s.a.	1 105	.124		
	50.5				s.a.					
Fridão	227	8 200	1 300	1 315	s.a.	s.a.	1 420	.173		
	55				s.a.					
	108				s.a.					
Côa	Sr.ª Monforte	71	12 050	740	760	63	12 400	925	.074	
		141				141				76*
		86				76*				
	Pero Martins	94	14 890	1 060	1 245	83.5	15 700	1 345	.086	
		133				143				100*
Foz-Côa	204	22 660	1 100	1 190	150	17 640	1 430	.081		
	114				105				132*	
	198 <sup>o</sup>				132*					
Paiva	Castro Daire	51	9 925	910	935	s.a.	s.a.	905	.091	
		227				s.a.				
		96				s.a.				
	Alvarenga	153	23 855	1 820	1 990	100	20 800	2 450	.118	
		187				187				158*
Castelo de Paiva	242 <sup>o</sup>	8 200	790	675	s.a.	s.a.	800	.098		
	126				s.a.					
	68.3				s.a.					
		72								

(\*) Grupos reversíveis  
s.a. – sem alteração

Quadro A2 (continuação)

Rio	Aproveitamento	Hipótese I – Potências Previstas				Hipótese II – Potências Reversíveis Reduzidas				
		Caudal (m³/s) Queda (m) Potência (MW)	Custo Total (10³c)	Renda Anual (10³c)		Caudal (m³/s) Queda (m) Potência (MW)	Custo Total C (10³c)	Renda Anual R (10³c)	Índice de Rentabilidade R/C	
				Estudo I. 1	Estudo I. 2				3.º Estudo	Por aproveitamento
Sabor	Sampaio	120	15 300	1 050	980	s.a.	s.a.	1 050	.069	
		114								
		118								
Sabor	Quinta das Laranjeiras	225	17 900	1 900	1 955	150	14 500	2 085	.101	0.086
		83.5								
		162 <sup>(*)</sup>								
Sabor	Feiticeiro	135	5 980			150	6 050			
		30.5								
		34 <sup>(*)</sup>								
Tua	Reborelo	120	20 000	1 765	1 645	s.a.	s.a.	1 765	.088	
		159								
		160								
Tua	Foz-Tua	206	14 700	2 050	2 150	s.a.	s.a.	2 275	.155	0.116
		116								
		208								
Ocreza	Alvito	97	11 720	660	695	s.a.	s.a.	705	.060	0.060
		106								
		84								
Mondego	Asse-Dasse	30	24 800	2 240	2 430	s.a.	s.a.	2 525	.102	
		642								
		160 <sup>(*)</sup>								
Mondego	Girabolhos	80	13 100	1 435	1 440	s.a.	s.a.	1 475	.113	0.106
		133								
		90								
Mondego	Midões	100	7 680	765	765	s.a.	s.a.	845	.110	
		62								
		54								
Guadiana	Alqueva	1 200	47 800	2 115	2 465	600	41 780	2 680	.064	
		68				390 <sup>*</sup>				
		780 <sup>(*)</sup>								
Guadiana	Rocha da Galé	720	38 125	2 690	2 940	s.a.	s.a.	3 955	.104	0.080
		72.5								
		440 <sup>(*)</sup>								
Guadiana	Pomarão	330	4 800	160	195	s.a.	s.a.	160	.033	
		8.5								
		25								

(\*) Grupos reversíveis  
s.a. – sem alteração

Da análise destes resultados, e utilizando como índice de rentabilidade económica o quociente da renda anual pelo custo correspondente (o qual para a taxa de actualização de 10% deverá ser igual ou maior que 0,10), regista-se, em resumo, o seguinte:

#### Estudo I.1:

- Alguns aproveitamentos, a saber, Alto Tâmega<sup>(1)</sup>, Vidago<sup>(1)</sup>, Daivões, Sr.<sup>a</sup> Graça, Fridão, Foz-Tua, Girabolhos e Midões, apresentam índices de rentabilidade satisfatórios, mesmo sem bombagem.
- Os aproveitamentos das bacias do Côa e do Guadiana, assim como Padroselos, Alvarenga, Qt.<sup>a</sup> das Laranjeiras, Feiticeiro e Asse-Dasse, por outro lado, apresentam, sem bombagem, índices de rentabilidade insuficientes; no entanto, da utilização da bombagem nas condições adiante definidas resultam para aqueles índices valores satisfatórios.
- Os aproveitamentos de Castro Daire, Castelo de Paiva, Rebordelo e, particularmente, Sampaio e Alvito, apresentam, sem bombagem, um índice económico insuficiente mas parece não oferecerem condições favoráveis à reversibilidade.

#### Estudo I.2:

- Duma maneira geral, os acréscimos das rendas imputáveis à utilização da bombagem nos aproveitamentos reversíveis são relativamente pequenos, julgando-se de atribuir a responsabilidade de tal facto à existência de um excesso de potência reversível (3 100 MW, contando com os 540 MW já instalados em Alto Rabagão, Agueira, Vilarinho II e Torrão).

Em conclusão, em face dos resultados obtidos, decidiu-se considerar uma redução das potências reversíveis<sup>(2)</sup> que, depois de alguns ensaios, foram fixadas em cerca de 2/3 das previstas, com as seguintes excepções:

- Feiticeiro, porque, sendo um escalão “de passagem” entre Valeira e Qt.<sup>a</sup> das Laranjeiras, é vantajoso ser equipado com o mesmo caudal deste.
- Asse-Dasse e Rocha da Galé, por se justificar o nível de potência que estava previsto.
- Alqueva, porque estudos entretanto realizados mostraram parecer não se justificar equipar mais que 600 m<sup>3</sup>/s.
- Sr.<sup>a</sup> Monforte e Pero Martins, porque na Hipótese 1 não estavam previstas com bombagem.

<sup>(1)</sup> Todavia manteve-se a bombagem nestes aproveitamentos com vista a reforçar o enchimento da albufeira do Alto Rabagão e a melhorar ainda mais o seu índice económico.

<sup>(2)</sup> Entendeu-se dever deixar para mais tarde a análise de uma eventual redução das potências não reversíveis em Castro Daire, Rebordelo, Sampaio e Alvito, porque, totalizando apenas 458 MW, têm pouco peso no conjunto, além de não estarem consideradas no horizonte do Plano e por as respectivas estimativas orçamentais merecerem menos confiança do que as restantes.

Nos casos de Padroselos e Foz-Côa, considerou-se que seria aconselhável, sob o ponto de vista da sua rentabilidade económica, reduzir um pouco a altura das barragens, o que se traduziria em reduções de custos de investimento nitidamente superiores às correspondentes quebras de benefícios.

Uma vez reavaliados os custos dos aproveitamentos nos quais foram introduzidas alterações, realizou-se nova simulação que forneceu os resultados apontados no lado direito do Quadro A2 (Hipótese II). As duas últimas colunas apresentam um índice de rentabilidade económica, por aproveitamento e por bacia hidrográfica.

Da análise destes resultados concluiu-se que:

- Houve um acréscimo substancial da renda nos aproveitamentos dotados de bombagem.
- Nos casos de Padroselos e Alvarenga, o índice de rentabilidade passou a ser bastante superior a 0,10 e, também no caso de Foz-Côa, subiu bastante, ainda que não atingindo o valor desejável.
- Os aproveitamentos das bacias do Tâmega e do Mondego e os conjuntos Alvarenga/Castelo de Paiva e Quinta das Laranjeiras/Feiticeiro passaram a apresentar índices superiores a 0,10.

## 2.2. Estudo de alternativas da expansão hidroeléctrica até ao ano 2010

Sendo o horizonte do Plano de Novos Centros Produtores até ao ano 2010, foram consideradas 4 alternativas de expansão do sistema electroprodutor, sendo 3 delas (H1, H2, H3) sem a cascata do Guadiana e a outra (HG) com esta cascata.

Para os três primeiros considerou-se a laboração simultânea de 4 estaleiros, com um ritmo de entrada de 2 novas obras de 3 em 3 anos. Para a expansão com a cascata do Guadiana reduziu-se o número de estaleiros a 3, sendo o ritmo de entrada de uma nova obra de 2 em 2 anos, isto para compensar o maior esforço financeiro exigido nesta hipótese.

Uma vez que a bacia do Tâmega é a que apresenta melhor índice de rentabilidade, no seu conjunto e mesmo por aproveitamento (quadro A2), decidiu-se empenhar 2 estaleiros no desenvolvimento dessa bacia, em todas as alternativas acima referidas.

Assim, resulta que a expansão HG é constituída por 2 estaleiros na bacia do Tâmega e 1 na bacia do Guadiana.

Quanto às outras expansões, para além dos 2 estaleiros na bacia do Tâmega, foi naturalmente considerada, em primeiro lugar e em função dos resultados obtidos, uma expansão à base dos aproveitamentos da bacia do Mondego, de Alvarenga e de Foz-Tua (H1) por meio de outros 2 estaleiros.

No entanto, atendendo que, para além dos aproveitamentos que constam dos Quadros A2, ainda existem como candidatos à integração no sistema os reforços de potência no Douro Internacional (Miranda II, Picote II e Bemposta II), achou-se oportuno examinar o interesse da sua consideração, criando-se, assim, duas hipóteses de expansão (H2 e H3), consoante este estaleiro fosse substituir o 3.º ou 4.º estaleiro da expansão (H1).

No quadro seguinte apresenta-se a constituição das expansões referidas, para além, evidentemente, dos dois estaleiros da bacia do Tâmega.

Quadro A3

Estaleiros	Expansão			
	H1	H2	H3	HG
3.º Estaleiro	Foz-Côa <sup>(*)</sup>	Foz-Côa <sup>(*)</sup>	Miranda II	Alqueva
	Girabolhos	Girabolhos	Picote II	Rocha Galé
	Asse-Dasse	Asse-Dasse	Bemposta II	Pomarão
4.º Estaleiro	Alvarenga	Miranda II	Alvarenga	-
	Clo. Paiva <sup>(**)</sup>	Picote II	Clo. Paiva <sup>(**)</sup>	
	Foz-Tua	Bemposta II	Foz-Tua	

(\*) Foi aqui considerado visto ter anteprojecto pronto, apesar do respectivo índice de rentabilidade no Estádio 70 TWh ser inferior a 0,10.

(\*\*) Considerado por necessidade de assegurar a utilização de bombagem no aproveitamento de Alvarenga.

A temporização dos programas de realização das 4 expansões apontadas apresentam-se nos Gráficos I, II, III e IV.

Tendo em vista a escolha da melhor daquelas expansões foram estudados os estádios correspondentes aos anos de 1995, 2002 e 2010, aos quais, segundo a evolução prevista, correspondem, respectivamente, os consumos de 27 500, 36 200 e 49 500 GWh e a expansão da componente térmica seguinte (a partir de 1990):

Quadro A4

Ano		Número de Grupos		
		1995	2002	2010
Carvão	300 MW	5	7	8
	600 MW	-	2	6

### 3. Escolha da melhor expansão hidroeléctrica a longo prazo (até ao ano 2010)

As simulações das explorações optimizadas do sistema electroprodutor, para cada um destes estádios e para cada uma das quatro expansões referidas, forneceram as rendas anuais que se apresentam nos Gráficos I, II, III, IV (em milhares de contos) para os anos de 1995, 2002, 2010 e 2030.

A partir dos valores daquelas rendas calculou-se, para cada aproveitamento, o benefício total actualizado à data da respectiva entrada em serviço (actualização à taxa de 10% do respectivo fluxo de rendas anuais, admitindo-se uma variação linear entre os valores calculados), valor que nas figuras referidas se encontra na parte superior da parte final da barra correspondente. Na parte inferior encontra-se o correspondente custo total, incluindo os respectivos encargos de actualização para a taxa de 10%.

Finalmente calculou-se, para cada uma das alternativas H1, H2, H3 e HG, o índice benefício-custo global, actualizando todos os benefícios e custos à mesma data de referência, que se considerou ser o do início de 1993.

Em resumo, tem-se:

Quadro A5

Expansão	Benefício (B) Custo (C)	Índice B/C	Val = B - C
H1	106 560 86 780	1,23	19 780
H2	98 404 78 200	1,26	20 204
H3	94 650 73 780	1,28	20 870
HG	89 030 84 740	1,05	4 290



Gráfico II

2.ª Fase – Alternativa para a expansão do sub-sistema hidroeléctrico

Cenário de expansão H2

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2030		
Foz-Côa									18 365	1 735	1 735	1 735								1 685								2 025	1 430	
Miranda II							11 000	940	17 640			940								1 125								1 106	1 165	
Fridão							9 130			13 365	1 120	8 200								1 235								1 470	1 420	
Srª da Graça										10 025	800									890								1 145	1 105	
Girabolhos															15 290	1 385	13 100			1 385								1 435	1 480	
Picote II															13 815	1 310	10 625			1 310								1 320	1 345	
Vidago																		20 485	1 340	1 340								2 625	1 910	
Daivões																		11 700	8 925	695								930	930	
Asse-Dasse																													2 970	2 525
Bemposta II																													1 065	1 140
Padroselos																													1 670	1 365
Alto Tâmega																													2 810	2 290
																													11 200	

Data de referência para efeito de actualização

Benefício total actualizado B = 98 404 x 10³ c  
 Custo total actualizado C = 78 200 x 10³ c  
 Valor actualizado líquido VAL = B - C = 20 204 x 10³ c

$\frac{B}{C} = 1,26$

Gráfico III  
2.ª Fase – Alternativa para a expansão do sub-sistema hidroeléctrico  
Cenário de expansão H3

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2030	
Miranda II							1 170	1 185										1 250									750		1 165
Alvarenga							9 130		23 335	2 195	2 195							2 370									1 975		2 450
Fridão									20 800									1 225									1 465		1 420
Srª da Graça																		875									1 150		1 105
Picote II																		1 410									1 435		1 345
Cast. Paiva																		985									805		800
Vidago																		8 200									2 605		1 910
Daivões																		8 865	685								925		930
Bemposta II																		7 300									720		1 140
Foz-Tua																			8 790	750							2 200		2 275
Padroselos																			15 095								1 640		1 365
Alto Tâmega																											2 770		2 290
																											11 200		

Data de referência para efeito de actualização

Benefício total actualizado B = 94 650 x 10³ c  
 Custo total actualizado C = 73 780 x 10³ c  
 Valor actualizado líquido VAL = B - C = 20 870 x 10³ c

B = 1,28  
 C = 1,28

Gráfico IV  
2.ª Fase – Alternativa para a expansão do sub-sistema hidroelétrico  
Cenário de expansão HG

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2030	
Alqueva									29 740	2 285									3 045								3 755		2 680
Fridão									41 780										1 200								1 735		1 420
St.ª da Graça													10 910	780					865								1 440		1 105
R. da Galé													8 930						2 810								5 145		3 995
Daivões															40 890	2 810			2 810								1 435		930
Vídago															38 125												2 270		1 910
Pomarão																			8 400	655	655						235		160
Padroselos																			21 465	1 800							1 470		1 365
Alto Tâmega																			11 700								25 145		2 290
																											11 200		

Data de referência para efeito de actualização

Benefício total actualizado  $B = 89\,030 \times 10^3 \text{ c}$   
 Custo total actualizado  $C = 84\,740 \times 10^3 \text{ c}$   
 Valor actualizado líquido  $VAL = B - C = 4\,290 \times 10^3 \text{ c}$

$\frac{B}{C} = 1,05$

Observe-se que, no caso da expansão HG, se considerou o custo total do aproveitamento de Alqueva. Na hipótese de se considerar apenas como custo uma parcela igual à valia eléctrica, o custo global da solução seria de 73 795x103c e o respectivo benefício-custo igual a 1,21.

Analisando em termos de benefício-custo incremental os valores do Quadro A5, o que se apresenta no Quadro A6, verifica-se que a melhor expansão é a H3, à qual, aliás, corresponde o melhor índice benefício-custo e, simultaneamente, o menor investimento e, como era forçoso, o maior Valor Actualizado Líquido (VAL).

Quadro A6

Cenário	B	C	VAL	$\frac{B}{C}$	$\frac{\Delta B}{\Delta C}$
H3	94 650	73 780	73 780	1,283	
H2	98 404	78 200	78 200	1,258	
HG	89 030	84 740	84 740	1,051	
H1	106 560	86 780	86 780	1,228	

Observa-se, no entanto, que nesta expansão H3 está incluído o reforço de potência do escalão de Bemposta (Bemposta II), com um índice benefício-custo muito inferior à unidade  $\left(\frac{8790}{15095}\right)$ .

Ocorre, então, procurar melhorar ainda a solução. Assim, propõe-se incluir, em lugar de Bemposta II, o aproveitamento de Foz-Côa que, por já ter anteprojecto aprovado e apresentar índice benefício-custo superior à unidade nas expansões H1 e H2, é integrado à cabeça, decalando a entrada de Alvarenga e Castelo de Paiva.

Resulta assim, como melhor programa de expansão a longo prazo da componente hidroeléctrica o que se apresenta no Gráfico V, o que se confirma através do seu VAL, superior ao que correspondia à expansão H3.

Gráfico V  
Proposta de programa de expansão de sub-sistema hidroeléctrico

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Miranda II							11 700	1 185										1 250									750										1 165	
Foz Côa							9 130	18 365		1 735		1 735							1 685								2 025											1 430
Fridão								17 640		13 250		1 100							1 225								1 465											1 420
Sr <sup>a</sup> da Graça										8 200		9 955	790						875								1 150											1 105
Picote II												8 930							12 780	1 300							1 435											1 345
Alvarenga																			23 335	2 370							1 975											2 450
Vridago																			20 800																			1 910
Daivões																			11 700																			930
Foz-Tua																			7 300								2 200											2 275
Cast. Paiva																																						800
Padroselos																																						1 365
Alto Tâmega																																						2 290
																																						1 120

Data de referência para efeito de actualização

Benefício total actualizado B = 98 005 x 10<sup>3</sup> c  
 Custo total actualizado C = 75 350 x 10<sup>3</sup> c  
 Valor actualizado líquido VAL = B - C = 22 655 x 10<sup>3</sup> c

B = 1,30  
 C = 1,30

Observa-se que as datas apontadas para início das obras principais devem ser encaradas como as mais próximas possíveis, condicionadas, nomeadamente, pelos prazos necessários para a realização de estudos, projectos, tomadas de decisão de lançamento das obras e realização dos respectivos trabalhos preliminares (lançamento de concursos, construção de acessos, desvios provisórios, etc.), sendo de admitir que no processo de optimização da expansão a longo prazo, a realizar mediante a utilização do modelo WASP, algumas delas venham a sofrer diferimentos.

**Titulo** Hidroelectricidade em Portugal – memória e desafio

**Textos** Carlos Madureira e Víctor Baptista

**Fotografias** EDP Produção

**Edição** REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.  
Av. Estados Unidos da América, 55  
1749-061 Lisboa  
[www.ren.pt](http://www.ren.pt)

**Coordenação editorial** Divisão de Comunicação e Imagem

**Concepção e produção gráfica** PLINFO Informação, Lda.  
Av. de Berna, 13, 5.º esq.  
1050-036 Lisboa  
[www.plinfo.pt](http://www.plinfo.pt)

**Impressão** Tipografia Peres

**ISBN** 972-95877-1-x

**Depósito legal** 186.575/02

**Número de exemplares** 1 000

**Publicação** Novembro de 2002



