

**OS APROVEITAMENTOS HIDROAGRÍCOLAS E AS  
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS**

(Vale do Sado, Idanha e Vale do Sorraia)

**ANTÓNIO CAMPEÃ DA MOTA**

**Lisboa, 2013**

## Nota Prévia

Em finais de 1997 e numa tentativa de evitar o aumento da dívida para com as empresas do Grupo EDP, resultante do não pagamento dos consumos de energia nos Aproveitamentos Hidroagrícolas da Idanha, Sorraia, Vale do Sado e Mira, o então IHERA definiu uma estratégia de actuação baseada essencialmente em 3 aspectos:

- . negociação com EDP para escalonamento da dívida;
- . transferência dos contratos da electricidade das estações de bombagem para as respectivas Associações de Regantes;
- . reabilitação das centrais e exploração em novas condições, após intervenção.

A situação das diferentes centrais era nessa data, francamente desanimadora:

- Vale de Gaio não produzia desde 1988 e Pego do Altar desde 1987;
- Idanha sofrera já dois períodos sem produção, o primeiro de Abril de 1979 até 1983 e o segundo a partir de 1994 (que durou até a conclusão da reabilitação em 2001);
- No aproveitamento de Silves, a Central do Pinheiro fora desactivada em 1976 (insuficiência de caudal), a de Vila Fria estava parada desde 1995 (continua nos dias de hoje) e a Central do Arade vinha demonstrando “algum cansaço” desde 1988;
- A central da Bugalheira parou entre 1993 e 1997, tendo retomado a produção após obras de reabilitação financiadas pelo Programa Operacional de Desenvolvimento Rural do Mira (Medida 6).
- Em Campilhas a Central deixou de funcionar em 1970 e foi devolvida à então DGHEA em 1991.
- Finalmente, no Vale do Sorraia a Central do Gameiro parara em 1992 e Montargil e Maranhão necessitavam de reabilitação após quase 40 anos de actividade continuada.

Com recurso a consultores externos e a fundos comunitários foi possível intervir em algumas centrais e repor a produção de energia, sendo que para o efeito foram estabelecidos protocolos de gestão com as Associações à medida que as centrais foram sendo recuperadas.

Passados mais de 10 anos sobre o primeiro protocolo (Idanha) e face aos novos condicionalismos existentes, parece consensual a necessidade de avaliar resultados e estruturar novas formas de relacionamento, no sentido de tirar o máximo rendimento possível das centrais para os Agricultores beneficiários das obras e para a Administração, sem descurar o aforro necessário para no futuro enfrentar a necessidade de substituição das máquinas.

De modo a fundamentar as condições que venham a ser definidas far-se-á de seguida a caracterização possível, com os dados disponíveis, das centrais dos três Aproveitamentos em causa: Vale do Sado, Idanha e Vale do Sorraia, antecedida, porém, de um breve enquadramento introdutório à problemática das centrais hidroelétricas em aproveitamentos hidroagrícolas.

## Enquadramento

Um aspecto muito interessante na política hidroagrícola do Estado Novo está relacionado com a abordagem holística ao conjunto de obras (16) que constitui o designado “Plano de 1935”<sup>1</sup>, porquanto a análise da viabilidade integra as diferentes valias inerentes a cada aproveitamento, das quais para além da rega, toma relevo particular a produção hidroelétrica.

Para a então Junta Autónoma de Obras de Hidráulica Agrícola (JAOHA), *“a produção subsidiária de energia hidroelétrica contribui, em proporção notável, para o aumento das receitas gerais da exploração e dos lucros líquidos”*<sup>2</sup>, considerando assim que *“... Aos aproveitamentos para fins agrícolas e pecuários há que juntar os aproveitamentos hidroelétricos complementares daqueles e capazes de fornecer anualmente cerca de 308,8 milhões de kWh, dos quais 287 milhões de kWh são enviados à rede geral do País. Os 21,4 milhões restantes (6,93 por cento) são consumidos nas próprias instalações hidroagrícolas”*<sup>3</sup>

Cabe aqui recordar que a componente de produção hidroelétrica integrava não só os Aproveitamentos referenciados neste trabalho, mas também, Silves, Portimão e Lagoa, Vale de Campilhas, Vale da Vilariça e Campos do Mondego. Estes dois últimos com interesse particularmente relevante, tendo a sua valia de produção energética sido mais tarde integrada no designado Plano Energético Nacional.

Castro Cabrita (1947), em dissertação apresentada ao concurso para professor da cadeira de Hidráulica do Instituto Superior Técnico (ver caixa), relembra que *“... o encargo da rega beneficiará do que rende da venda da energia eléctrica ...”*.

<sup>1</sup> Ampliado para 20 obras em 1937.

<sup>2</sup> JAOHA. MOPC. Relatório de 1937. Volume I.

<sup>3</sup> Do aproveitamento hidroelétrico previsto nesse plano, apenas Mondego e Vilariça não lograram ficar associados ao aproveitamento hidroagrícola.

## Rega e energia

Onde se criar uma albufeira para rega, passará a existir uma queda como “incidente inevitável da construção da barragem”<sup>4</sup>, queda que deverá ser aproveitada para a produção de energia, antes da água passar ao canal de rega, ou de ser lançada ao rio para se derivar mais a jusante.

Semelhantemente, deve aproveitar-se toda a queda que exista entre um canal alto e um canal baixo dum mesmo sistema de rega, desde que caudal e queda sejam de valor que justifique a sua utilização (centrais do Pinheiro e de Vila Fria, da beneficiação de Silves, Portimão e Lagoa); e pode aproveitar-se também qualquer queda resultante de um degrau ou rápido que apareça no perfil longitudinal de um canal. Em muitos casos, a derivação de escoamentos de uma bacia lateral para aquela em que se faz a rega, permite também o aproveitamento da energia.

A produção de energia em um aproveitamento para rega é de grande interesse, podendo até encontrar mercado consumidor na própria zona regada. Muitas vezes os rendimentos provenientes da venda da energia têm tornado possível a rega de terras que, sem essa ajuda, se teriam mantido inaproveitadas e até desertas, como em certas regiões dos U.S.A. .

Por outro lado, o custo da unidade de energia produzida tem baixado ao nível que a indústria e as utilizações domésticas podem suportar, mercê da repartição do encargo da obra pelas terras beneficiadas, sem o que não seria viável o aproveitamento hidroelétrico.

A energia hidroelétrica é, então, um sub-produto da rega, mas que se reveste de carácter proeminente quando as terras a regar estão a uma cota tal que exija elevação das águas, ou quando a natureza e a posição topográfica do terreno tornam indispensável o enxugo por bombagem.

Ela é, porém, factor decisivo do empreendimento quando este for irrealizável se os rendimentos provenientes da sua venda não compensarem, até onde for necessário, os encargos que pesam sobre aquele.

O diagrama de produção de um aproveitamento hidroelétrico consequente da rega está subordinado ao regime desta: como regra, a geradora só começará a trabalhar quando começar a correr água para os canais. Esta regra, não é absolutamente rígida, pois pode suceder que a distribuição das chuvas se faça por forma haver concentração de precipitações nos primeiros meses do ano, e, em consequência disso, antecipação no enchimento da albufeira; nesse caso, as turbinas começarão a trabalhar ainda antes do início da rega. Só a prática e o conhecimento inteligente da exploração da albufeira podem indicar qual a ocasião própria para abrir a tomada de água. Um princípio director existe, porém, e ele é que, à conveniência de tirar bons proveitos da venda da energia, deve antepor-se a segurança da rega ...

De: Aproveitamentos de Fins Múltiplos (Dissertação para professor da Cadeira de Hidráulica do IST). Castro Cabrita, Lisboa 1947

<sup>4</sup> “The Tennessee River experiment” – Engineering News Record, 3-XII-36

Foi talvez por pensar de igual modo que o legislador estabeleceu no Decreto nº. 28 652 de 16 de Maio de 1938:

*“Artº. 47º os lucros líquidos resultantes dos aproveitamentos hidroeléctricos serão divididos pelo número de sectores beneficiados pelas obras de rega, proporcionalmente às respectivas taxas de rega e beneficiação.*

*§ único – os lucros determinados pela forma estabelecida neste artigo serão atribuídos aos proprietários usufrutuários, enfiteutas e fiduciários, salvo estipulação em contrário com os respectivos rendeiros ou parceiros”.*

Todavia, esta ideia autárquica de aproveitamento hidroagrícola evoluiu em 1959 para uma prática de perequação na aplicação das verbas resultantes da produção das diferentes centrais quando excedentárias relativamente às necessidades dos aproveitamentos a que estavam associados. Com o Decreto-Lei nº. 42 665, é criado o “Fundo de Financiamento” para as obras de fomento hidroagrícola, *“... destinado a financiar as despesas fortuitas e extraordinárias com a exploração e conservação das diferentes obras, a satisfazer as despesas comuns da sua administração e a adiantar as quantias necessárias para assegurar a exploração e conservação das obras no período inicial até à primeira cobrança das taxas respectivas...”*. Este fundo era gerido pela Junta de Hidráulica Agrícola e tinha como importante receita *“...os saldos de exploração das centrais hidroeléctricas que, nos termos dos regulamentos das obras, sejam administrados pelo Estado, depois de deduzidas as quotas correspondentes à amortização do custo destas instalações...”*.

Não é assim de estranhar que com esta política de perequação, a Obra do Lis, com a electrificação das estações elevatórias, tenha a partir de 1964 (e pelo menos até 1974) recebido um subsídio para pagamento da energia eléctrica, retirado das receitas produzidas pelas Centrais do Vale do Sorraia. O mesmo sucedeu com a obra do Paul da Cela ao ser electrificada a estação de bombagem de enxugo em 1968.

Para os casos de Alvega e Caia foi encontrada uma outra solução, que passou por um acordo entre a DGSH e a HEAA (Hidroeléctrica do Alto Alentejo) no qual ficou estabelecido que se consideraria a energia eléctrica consumida nestes dois Aproveitamentos como produzida no Vale do Sorraia, sendo assim debitada numa conta corrente relativa a essas centrais.

Complementarmente foi-lhes concedido um subsídio suportado pelo Fundo de Financiamento destinado a cobrir o adicional entretanto aplicado a consumidores de alta tensão.

Na verdade, com esta acção a Administração pretendia solucionar ou minimizar os custos crescentes de exploração, consequência do consumo nas estações de bombagem para fins de enxugo ou de rega. No início da década de 60 existiam já 16 estações de bombagem equipadas com 39 grupos eléctricos.

Esta preocupação ficou também expressa na Lei 2002, de 26 de Dezembro de 1944 (lei da electrificação) já que a sua base XVI fixa:

*“...As empresas concessionárias ficam especialmente obrigadas:*

*As produtivas, a fornecer energia para ... rega ... a preços especiais até ao limite previsto nos cadernos de encargos...”*

Já nos anos oitenta com a publicação do Decreto-Lei n.º 269/82, de 10 de Julho, passa a competir à então DGHEA *“...Promover, com a colaboração da Direcção-Geral de Energia e da Electricidade de Portugal, a exploração das centrais hidroeléctricas inseridas nos aproveitamentos hidroagrícolas não entregues às associações de beneficiários, por forma que se tire dessas centrais o rendimento mais consentâneo com o interesse do aproveitamento...”* (n.º 20 do art.º 55º).

Um outro aspecto muito relacionado com a produção e o consumo de energia nas obras de fomento hidroagrícola diz respeito à construção, como seus elementos de obra e assim com afectação de verbas, de linhas de transmissão de energia com desenvolvimentos por vezes bem razoáveis e que interessam não apenas às obras hidroagrícolas, mas permitiram também a electrificação de diversas povoações. São exemplos as povoações de Mora e Montargil que recebem energia eléctrica graças à linha da Obra de Rega do Vale do Sorraia (55,5 km) e S. Domingos, Abela, S. Bartolomeu da Serra, Cercal do Alentejo, Alvalade e Ermidas, do Concelho de Santiago do Cacém, graças à obra do Vale de Campilhas (40,7 Km).

## **APROVEITAMENTO HIDROAGRICOLA DO VALE DO SADO**

## Descrição Geral do Aproveitamento

O Aproveitamento Hidroagrícola do Vale do Sado desenvolve-se nos terrenos marginais do curso inferior do Rio Sado e das ribeiras de Santa Catarina e de Xarrama, beneficiando uma área total de 6 171 hectares do concelho de Alcácer do Sal. Em alguns documentos vem referenciada uma área dominada de 9 613 hectares, contudo tal valor inclui a área de 3 442 ha de sapal sujeita à acção periódica das marés e que se admitia poder vir a ser recuperada mais tarde para o próprio aproveitamento, o que não chegou a acontecer.

Construído pela JAOHA durante a década de 40 (inauguração em 1949)<sup>5</sup> o Aproveitamento tem como estruturas de retenção e armazenamento de água, as barragens de Vale de Gaio (capacidade 68 hm<sup>3</sup>) e Pego do Altar (94 hm<sup>3</sup>). A primeira é de tipo misto, com muro corta-águas de galeria visitável e cortina asfáltica de impermeabilização, a segunda de enrocamento, com muro corta-águas de galeria visitável e cortina metálica de impermeabilização.

De cada uma das barragens deriva um canal: de Vale de Gaio, o Canal Condutor Geral de Vale de Gaio (CGVG) e de Pego do Altar o designado GPM (Gândara, Palma e Marateca) que juntamente com os canais de Santa Catarina, da Comporta e de S. Romão constituem a rede primária de rega totalizado 124979 m de desenvolvimento.

Considerando que a bacia hidrográfica de Pego do Altar é maior (consequentemente o volume de armazenamento) a concepção do esquema geral da exploração permite transferir caudais de Pego do Altar para Vale de Gaio, através do Canal de Santa Catarina.

A derivação para este canal que liga GPM ao CGVG é feita no nó das Romeiras, no qual estão instaladas 3 comportas de segmento, duas no GPM e uma no CGVG, todas de regulação manual.

A ligação do Canal de Santa Catarina ao CGVG faz-se no nó das Chagas.

A regulação de caudal, à saída da tomada de água de ambas as barragens é efectuada através de válvula de jacto oco, DN 700, PN6, ou através da orientação das pás do distribuidor da turbina, no caso de ser possível o funcionamento eficiente da turbina.

A fixação do caudal em derivação é efectuada automaticamente, por autómato a partir dos valores tomados por um caudalímetro ultrasónico.

A área beneficiada desenvolve-se por 6 freguesias do Concelho de Alcácer do Sal, distrito de Setúbal, sendo que no último ano com valores publicados (2009) o número de beneficiários foi de 496 distribuindo-se por 203 explorações de arroz, 8 com pomar, 1 com milho, 2 com prado e 282 de hortas.

---

<sup>5</sup> A responsabilidade da exploração e conservação manteve-se na JAOHA até 1953, data na qual foi transferida para a Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sado, com sede em Alcácer do Sal, criada por Alvará de 2 de Fevereiro de 1948, e reconhecida como pessoa colectiva de direito público, pela Portaria nº. 79/93, de 11 de Março, do Ministério da Agricultura (Diário da República, II Série, nº. 71 de 25 de Março de 1993).



Da área regada o arroz é amplamente dominante (95%). De referir que há cerca de 185 ha de regadio a título precário.

Esta ocupação cultural, que leva a que o método de rega dominante seja por alagamento, provoca a ocorrência de escoamentos significativos para as linhas de água após circulação pelos canteiros (função de regulação térmica para o desenvolvimento da cultura). Em anos secos em que os volumes armazenados não são suficientes para garantir a rega durante toda a campanha, a ABVS instala uma captação e uma estação elevatória, no rio Sado, no local designado Porto de Carro, no qual não se faz sentir a intrusão salina.

Prevê-se a substituição desta estrutura amovível por uma estação definitiva (capacidade 700 l/s), para a qual existe já a linha eléctrica de alimentação e o posto de transformação (250 kVa).

### As Centrais

As centrais hidroeléctricas de Pego do Altar e Vale de Gaio iniciaram a produção no ano de 1951 ainda sob a responsabilidade da entidade promotora do Aproveitamento (JAOHA), sendo que em 24 de Janeiro de 1953 foram formalmente entregues para exploração à Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sado.

Todavia, e porque a Associação reconheceu dificuldades em gerir tecnicamente estas infra-estruturas demasiado exigentes em mão-de-obra qualificada que a Associação não dispunha, foi estabelecido em 17 de Agosto de 1957, um contrato de cessão para a exploração das centrais com a União Eléctrica Portuguesa (UEP) graças à intervenção da Direcção-Geral dos Serviços Eléctricos.

De acordo com este contrato a UEP assegurava a “conveniente exploração” das duas centrais, mas ficava expresso que era garantido o fornecimento de toda a energia necessária ao funcionamento das válvulas, comportas e outros equipamentos acessórios das barragens.

A UEP seria remunerada, mas teria a responsabilidade dos encargos de exploração, despesas de conservação e reparação dos edifícios e dos equipamentos. Para se efectivar esta responsabilidade teria de se garantir o bom estado de funcionamento de toda a instalação, cabendo à Associação diligenciar nesse sentido. Na verdade a UEP sempre alegou a falta de conformidade dos equipamentos não tendo assim suportado as despesas de conservação e reparação.

Com a entrada em vigor do Regulamento da Obra de Rega do Vale do Sado (aprovado em 21 de Outubro de 1970 e publicado em 21 de Janeiro do ano seguinte), as duas centrais hidroeléctricas passaram a ser administradas pelo Estado, por intermédio da Junta de Hidráulica Agrícola, ficando a seu cargo a conservação das centrais e dos órgãos dos respectivos circuitos hidráulicos, cabendo-lhe ainda a responsabilidade pela constituição do fundo de reintegração dos equipamentos e a amortização do custo das instalações (cf. Art.º 5º)

## Regulamento da Obra de Rega do Vale do Sado

### Capítulo II

#### Regime de exploração e conservação da obra

Artº. 5º Serão administradas pelo Estado, por intermédio da Junta Hidráulica Agrícola, as duas centrais hidroelétricas da obra.

§ único – Fica a cargo da Junta a conservação dessas centrais e dos órgãos dos seus circuitos hidráulicos, e, bem assim, a constituição do fundo de reintegração dos equipamentos e a amortização do custo das respectivas instalações.

Artº. 6º. Das receitas provenientes da exploração das centrais e depois de feitas as deduções necessárias para satisfazer o disposto no § único do artigo anterior, será ainda deduzida uma quantia correspondente a 15 por cento do remanescente a atribuir anualmente à Associação como comparticipação nas despesas de conservação das barragens e dos órgãos de uso comum às centrais.

§ o saldo restante constituirá receita de fundo de financiamento, criado pelo artigo 63º do Decreto-Lei nº. 42665 de 20 de Novembro de 1959.

Artº. 9º. À Associação será fornecida gratuitamente a energia eléctrica necessária aos serviços auxiliares das barragens até ao contingente anual de 60 000 kwh.

Este limite poderá ser revisto pela Junta de Hidráulica Agrícola, por sua iniciativa ou mediante proposta fundamentada da Associação.

Apesar de a administração ser da Junta, o regulamento impõe que *“a exploração das centrais será entregue ao mais próximo concessionário da grande distribuição, que as ligará à sua rede”*, em consonância com o estabelecido na já citada Lei 2002.

Quanto às receitas define ainda o Regulamento que para além da amortização e do fundo de reintegração *“será ainda deduzida uma quantia correspondente aos 15% do remanescente, a atribuir anualmente à Associação como comparticipação nas despesas de conservação das barragens e dos órgãos de uso comum às centrais”*.

Este aspecto é muito interessante pois evidencia não só o papel da barragem como elemento essencial para a produção de energia, mas também do circuito hidráulico associado, porquanto a subordinação da produção às conveniências da rega, dá origem a que o circuito hidráulico em ambas as instalações, desde as tomadas de água até às câmaras de substituição, seja mais complexo que o de qualquer instalação produtora do tipo clássico (em regime exclusivo).

À Associação seria ainda fornecida gratuitamente a energia eléctrica necessária aos serviços auxiliares das barragens até ao valor anual acumulado de 60 000 kwh (limite este, possível de revisão pela JHA).

O saldo de exploração constituiria receita do fundo de financiamento (art.º 63º do Decreto-Lei nº. 42 665, de 20 Novembro de 1959).

Este Regulamento apesar de surgir no âmbito do Decreto-Lei 42 665 (20/11/1959), à semelhança de todos os regulamentos existentes à data da publicação do RJOAH de 1982, não foi revogado mantendo-se assim em vigor.

### O Protocolo de 2002

Em 2002, após 14 anos de inactividade (a produção foi interrompida em 20/09/1987 em Pego do Altar e em 17/10/1988 na Central de Vale de Gaio), a produção foi retomada na sequência da intervenção de reabilitação financiada pelo PAMAF.<sup>6</sup>

Seguindo a orientação que levava à assinatura de um protocolo de exploração com a Associação de Beneficiários de Idanha-a-Nova, também com a ARBVS foi outorgado um protocolo para a gestão das centrais com articulado mais elaborado.

Do protocolo importa reter que será entregue à Associação o valor correspondente a 35% da receita da produção, correspondendo a 6% para fundo de reserva, 15% a título da remuneração da prestação de serviços, e 14% para cobrir as despesas de exploração, incluindo o custo da energia para os serviços auxiliares das barragens e das próprias centrais. O ex-IDRHa (DGADR) reserva para si 65% da receita.<sup>7</sup>

Nos últimos cinco anos a Associação tem tentado sensibilizar a Direcção Geral para a necessidade de rever os valores fixados no protocolo, alegando insuficiência de verba para garantir o bom desempenho das centrais.

### A Produção de Energia

Apesar de terem entrado em funcionamento há 62 anos (1951) a verdade é que não houve produção em cerca de 1/3 desses anos, tendo particular relevo o longo interregno 1988-2002 devido à obsolescência do equipamento.

<sup>6</sup> 3,4 Meuros para a recuperação e renovação dos equipamentos e 160.000 € para os edifícios.

<sup>7</sup> A DGADR suporta como única despesa o valor da taxa de utilização de Recursos Hídricos para a produção de energia eléctrica, já que detém esta componente do título.

O pagamento à ARH Alentejo, efectuado desde 2008 variou entre um mínimo de 218€ nesse ano e 1581€ em 2011, ano de melhor produção em energia nos 10 últimos anos. O protocolo é omissivo quanto aos encargos decorrentes de reparações.

Nos anos de funcionamento, apesar de se poder considerar como interessante a nível global, a produção manteve-se, contudo, em média, abaixo do valor considerado em projecto como “energia produzível média anual”.

Assim considerando todo o período de vida (1951-2012), e para o caso de Pego do Altar, a previsão de 5,2 Gwh/ano apenas foi atingida em 33% dos anos.

Quanto a Vale do Gaio (2,6 Gwh/ano), a situação é ainda mais desanimadora pois só em cerca de 14% dos anos, com o agravamento de se concentrarem num período muito curto (1955-1979).

### Apreciação dos resultados obtidos com o protocolo

Face à insistência da Associação em renegociar o protocolo, e sendo vontade da Direcção outorgar um contrato de concessão para a gestão das Centrais importa pormenorizar os resultados da exploração de modo a sustentar o conteúdo contratual.

Desse modo:

1. Nos 11 anos relativos à execução do protocolo, a situação tem sido sempre positiva e muito vantajosa para a DGADR, porquanto tem retido 65% da receita sem qualquer encargo, à excepção da TRH (3872 € em cinco anos).  
Descontando o valor entregue à Associação o saldo para a DGADR significou cerca de 2,2 Meuros.
2. Como resultado de ser a DGADR a facturar a produção à EDP, foi necessário inscrever em despesa relativa a IVA cerca de 200.000 € para as Centrais (a entregar ao Ministério das Finanças), mais 11 421,71 € para os serviços auxiliares a pagar directamente à EDP.
3. Embora a Associação reembolse a DGADR dos custos relativos à energia consumida, pelo que em termos de contabilidade das centrais é uma despesa da Associação, tendo em consideração que os contratos com a EDP são da DGADR, o valor de 228.000 € (11 anos) foi contabilizado como “Despesa”.
4. A Associação apresenta saldo positivo para o total dos 11 anos. Contudo em 6 anos a conta das centrais foi deficitária, como resultado dos investimentos necessários em reparações/melhoramentos.
5. A verba de 6% para conservação e manutenção foi claramente insuficiente para fazer face às necessidades de intervenção, comprometendo no futuro a aquisição de novo equipamento.  
Só foi possível manter as centrais em produção utilizando (a Associação) verba que deveria ser destinada à sua retribuição pela prestação de serviços.

## Conclusões

1. Como atrás ficou dito, 6% da receita para manutenção e conservação foi manifestamente insuficiente para fazer face às despesas necessárias, se considerarmos reparações e melhoramentos, todavia o aspecto mais preocupante respeita à previsível incapacidade para no futuro dispor de fundos financeiros para aquisição de novos equipamentos. A DGADR, e os organismos que a antecederam arrecadaram 65% da receita mas essa verba não reverteu a favor daquilo que deveria ser a “conta de gestão das centrais”, perdendo-se assim uma gestão que assegure a durabilidade do sistema, garantindo para o futuro o objectivo para o qual foi criado.
2. Se à exploração das centrais do Vale do Sado fosse aplicável o contrato de gestão entre o IHERA e a empresa Reactiva (para o Vale do Sorraia), a DGADR receberia na maioria dos anos 20% da receita e no melhor dos anos (2011) 46%. Para se ter uma ideia mais clara da grandeza dos 65% da DGADR, bastaria verificar que com a aplicação desse contrato à central do Meimão (indiscutivelmente a central mais produtiva) a DGADR receberia 57% da receita.
3. Assim ao estabelecer os princípios que devem presidir à distribuição dos resultados brutos de exploração das Centrais do Vale do Sado haverá que ter em conta, na opinião do signatário, o seguinte:
  - a) Necessidade de criação de um verdadeiro fundo de reserva para grandes reparações/melhoramentos e modernização de modo a acautelar a sustentabilidade da produção;
  - b) Garantir os encargos decorrentes do consumo de energia no Aproveitamento;
  - c) Manter uma verba para comparticipação nas despesas de conservação das barragens e dos órgãos de uso comum às centrais, conforme estabelecido no regulamento da obra;
  - d) Assegurar que a verba para conservação/manutenção é suficiente para essas despesas.

## Uma proposta de solução

Tendo em consideração tudo o que anteriormente foi apresentado mas também as condições actuais protocoladas, é possível equacionar uma solução que reafirme a prioridade na atribuição do resultado da produção ao aproveitamento hidroagrícola, mas em simultâneo defender o interesse público em garantir a durabilidade do próprio sistema.

Assim, o contrato deverá prever:

1. A venda de energia eléctrica à EDP, directamente pela Associação;
2. Transferência dos contratos de fornecimento às Centrais e serviços auxiliares, para a Associação;
3. Encargos de exploração, incluindo conservação e manutenção suportados pela Associação;
4. Uma verba para reintegração dos equipamentos;
5. Uma renda anual a ser entregue à DGADR.

A ter em conta:

- i) A verba afecta aos encargos com a conservação e manutenção das centrais não poderá ser utilizada para fins diferentes do estabelecido;
- ii) A verba não utilizada durante o ano económico a que diz respeito será consignada a um fundo de reserva;
- iii) A verba respeitante ao “fundo de reintegração” só poderá ser utilizada com autorização expressa do Concedente.

QUADRO I  
PEGO DO ALTAR E VALE DE GAIO  
ENERGIA PRODUZIDA (Kwh)  
1951-2012

ANOS	PEGO DO ALTAR		VALE DE GAIO		TOTAL
	kwh	%	kwh	%	kwh
1951	1.624.950	96,8	54.570		1.679.520
1952	2.864.538	59,8	1.922.116		4.786.654
1953	525.900	42,2	719.690		1.245.590
1954	2.727.410	88,5	353.790	11,48	3.081.200
1955	8.076.480	74,7	2.728.609	25,25	10.805.089
1956	11.129.010	73,8	3.952.910	26,21	15.081.920
1957	1.017.180	100,0	0.000	0,00	1.017.180
1958	1.935.300	97,6	48.260	2,43	1.983.560
1959	0	0,0	0	0,00	0
1960	11.336.636	73,6	4.067.300	26,40	15.403.936
1961	7.307.430	76,7	2.215.750	23,27	9.523.180
1962	5.760.750	74,2	2.002.480	25,79	7.763.230
1963	10.127.320	71,9	3.967.760	28,15	14.095.080
1964	9.240.290	73,3	3.372.410	26,74	12.612.700
1965	2.066.140	67,6	989.880	32,39	3.056.020
1966	7.712.270	100,0	0	0,00	7.712.270
1967	3.845.280	82,9	794.845	17,13	4.640.125
1968	4.867.560	68,9	2.196.985	31,10	7.064.545
1969	0	0,0	0.000	0,00	0
1970	6.238.100	74,9	2.092.827	25,12	8.330.927
1971	2.022.878	90,0	224.122	9,97	2.247.000
1972	412.210	25,1	1.230.223	74,90	1.642.433
1973	1.212.916	49,8	1.224.297	50,23	2.437.213
1974	1.565.495	100,0	0	0,00	1.565.495
1975	956.718	100,0	0	0,00	956.718
1976	0	0,0	0	0,00	0
1977	6.654.732	75,3	2.186.303	24,73	8.841.035
1978	5.399.706	68,2	2.514.267	31,77	7.913.973
1979	654.655	16,4	3.329.455	83,57	3.984.110
1980	3.095.546	86,1	501.711	13,95	3.597.257
1981	0	0,0	0	0,00	0
1982	1.830.500	66,8	908.800	33,18	2.739.300
1983	0	0,0	0	0,00	0
1984	0	0,0	0	0,00	0
1985	2.235.700	56,5	1.718.800	43,46	3.954.500
1986	3.027.300	82,9	622.600	0,00	3.649.900
1987	1.604.800	94,4	94.600	5,57	1.699.400
1988	0	0,0	266.800	100,00	266.800
1989	0	0,0	0	0,00	0
1990	0	0,0	0	0,00	0

1991	0	0,0	0	0,00	0
1992	0	0,0	0	0,00	0
1993	0	0,0	0	0,00	0
1994	0	0,0	0	0,00	0
1995	0	0,0	0	0,00	0
1996	0	0,0	0	0,00	0
1997	0	0,0	0	0,00	0
1998	0	0,0	0	0,00	0
1999	0	0,0	0	0,00	0
2000	0	0,0	0	0,00	0
2001	0	0,0	0	0,00	0
2002	2.164.238	73,7	772.450	26,30	2.936.688
2003	5.616.956	74,1	1.960.052	25,87	7.577.008
2004	3.666.775	73,8	1.301.817	26,20	4.968.592
2005	1.323.737	100,0	148	0,01	1.323.885
2006	2.832.583	69,4	1.249.207	30,60	4.081.790
2007	81.287	4,5	1.707.704	95,46	1.788.991
2008	343.480	46,8	390.443	53,20	733.923
2009	1.688.451	86,2	270.006	13,79	1.958.457
2010	6.001.588	85,0	1.059.326	15,00	7.060.914
2011	6.460.227	92,0	561.179	7,99	7.021.406
2012	1.189.052	100,0	0	0,00	1.189.052

Fontes: 1951-1958 - Associação de Beneficiários do Vale do Sado  
1958 - 1974 - DGSH  
1974 - 2012 - DGADR



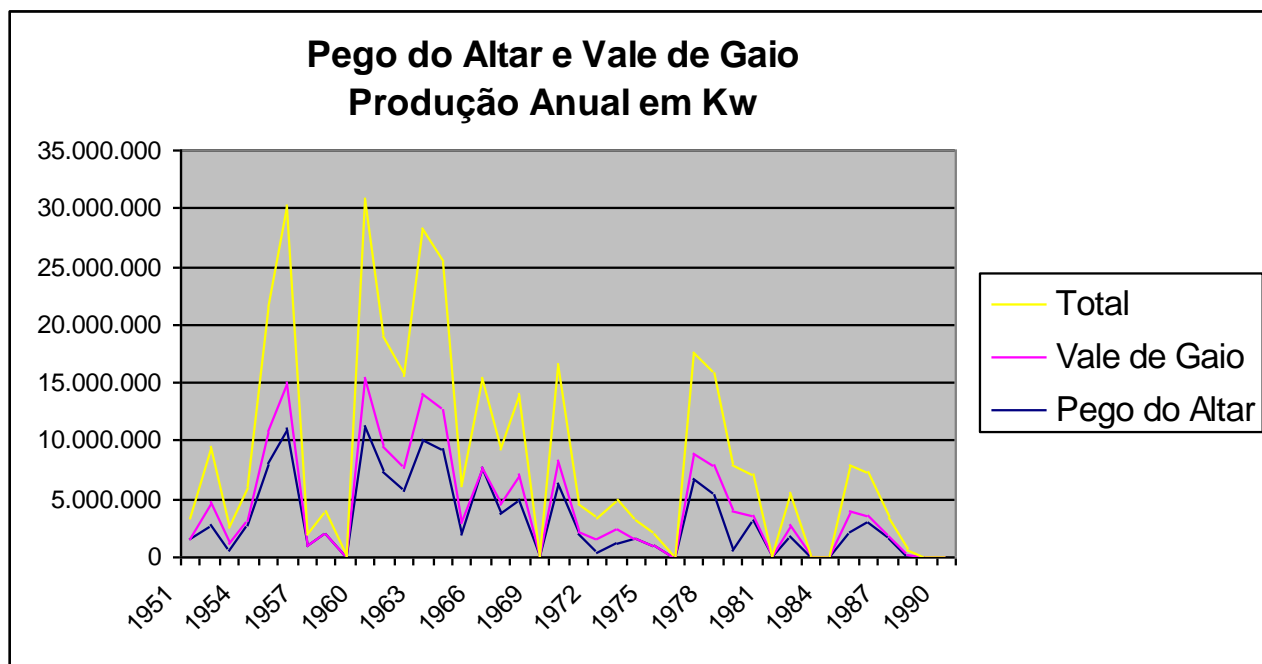


Fig. 1 - Evolução da produção de energia nos anos 1951-1990

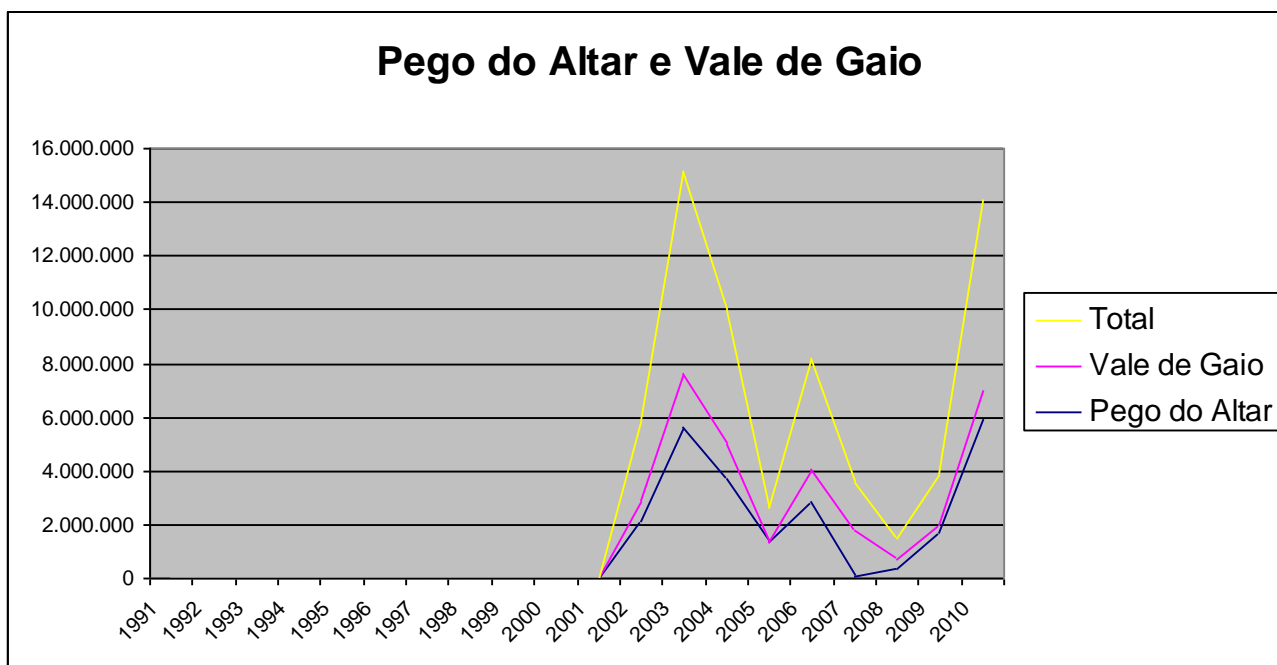


Fig. 2 - Evolução da produção de energia nos anos 1991-2010

## CENTRAL DE VALE DE GAIO



Fot 1 - Aspecto exterior (jusante)



Fot 2 - Aspecto exterior

### Turbina [turbine]

Tipo: Kaplan (Eixo vertical)  
[type]

Queda útil:  
[Head]

Mín. (m).....11  
Med. (m).....19.8  
Máx. (m) .....24.5

Potência: (Mw) .....1.05  
[installed capacity]

Caudal máximo ( $m^3/s$ ) ..... 4.8  
[maximum discharge]

Velocidade (r.p.m): .....600  
[rated speed]

### Gerador

Potência (kVA) ..... 1 260

Tensão nominal (kV): ..... 6.0

Factor de potência: .....0.8

Velocidade nominal (rpm): 600  
[rated speed]

**Produção média anual (GWh): 2**  
[productive energy]



Fot 3 - Aspecto interior: Quadros eléctricos



Fot 4 - Aspecto interior

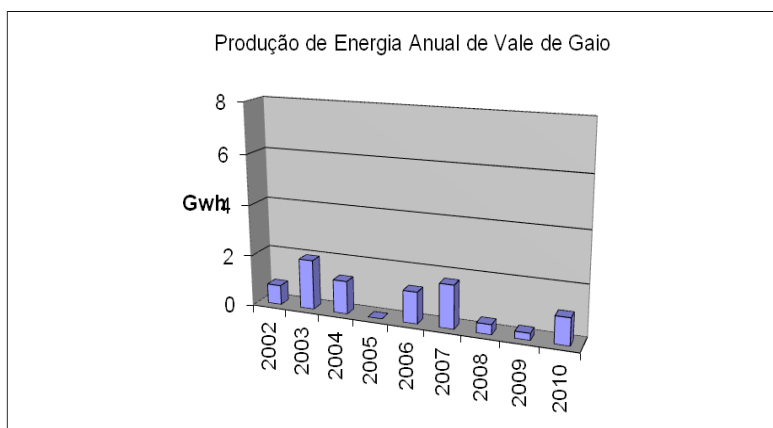


Fig. 3 – Energia Produzida em V. de Gaio (2002-2010)

Ano: 1 951  
[Year of operation]

Projecto: JAOHA  
[designed by] :

Construtor: SOFOMIL  
[Constructed by]

Equipamento: Escher Wyss, Zurique

Dono de obra: DGADR

## CENTRAL DE PEGO DO ALTAR



Fot 5 - Aspecto exterior (jusante)



Fot 6 - Aspecto interior

### Turbina [turbine]

Tipo: Kaplan (Eixo vertical)  
[type]

Queda útil:  
[Head]

Mín. (m).....25  
Máx. (m) .....38

Potência: (Mw) ..... 2.05  
[installed capacity]

Caudal máximo (m<sup>3</sup>/s) ..... 6.0  
[maximum discharge]

Velocidade (r.p.m): .....500  
[rated speed]

### Gerador

Potência (kVA) .....2 460

Tensão nominal (kVA) .....6.0

Factor de potência: ..... 0.8

Velocidade nominal (rpm):..... 500  
[rated speed]

**Produção média anual (GWh):.....5**  
[productive energy]



Fot 7 - Aspecto exterior (jusante)



Fot 8 - Aspecto exterior

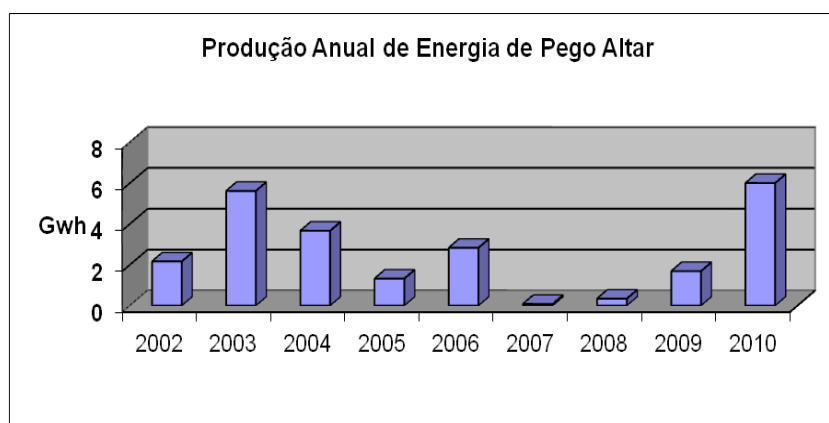


Fig. 4 – Energia Produzida em Pego do Altar (2002-2010)

Ano: .....1 951  
[Year of operation]

Projecto: .....JAOHA  
[designed by] :

Construtor: .....SOFOMIL  
[Constructed by]

Equipamento: .....Escher Wyss, Zurique

Dono de obra: .....DGADR



## OBRA DE REGA DO VALE DO SADO

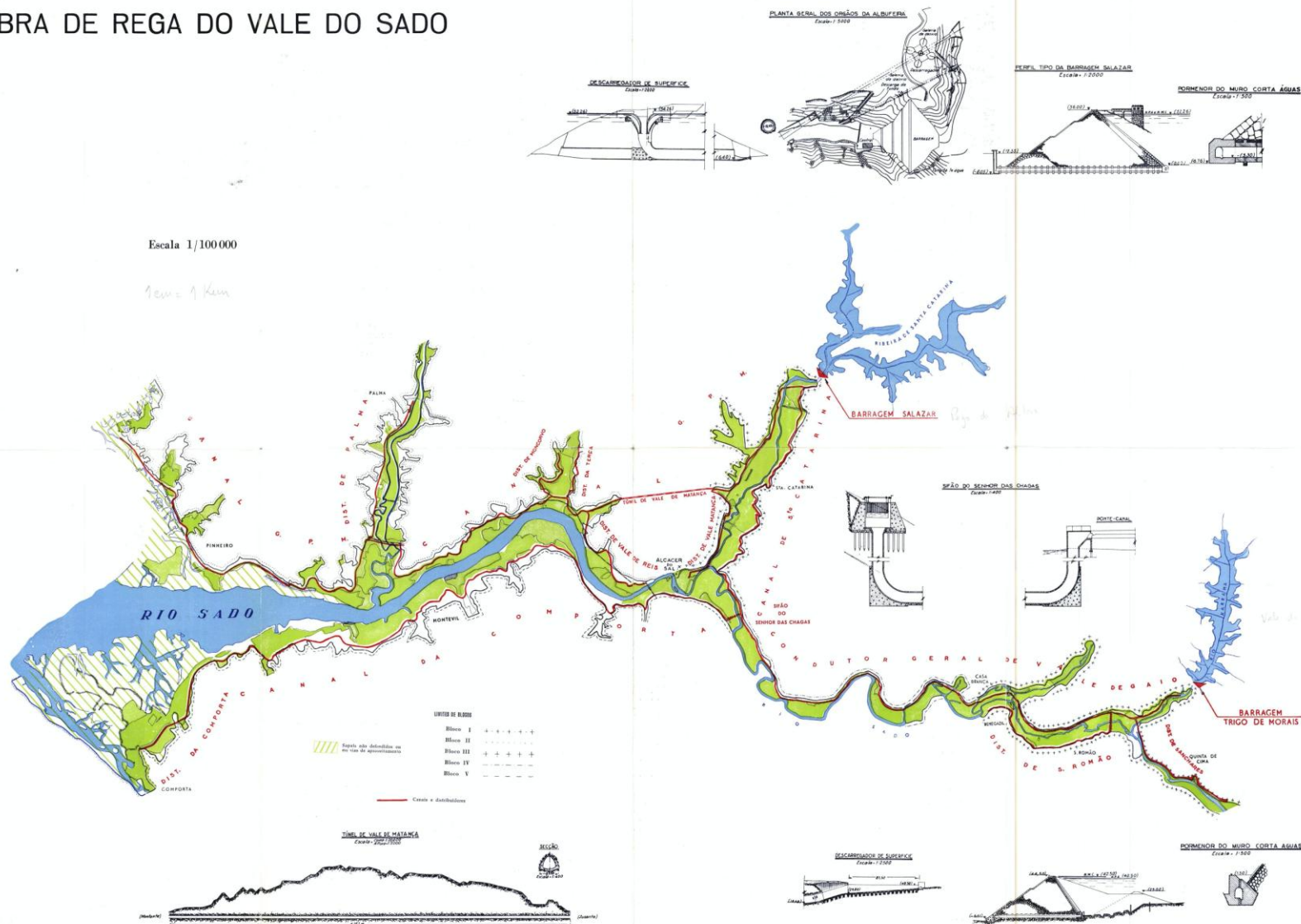


Fig. 5— O Aproveitamento do Vale do Sado.

## **APROVEITAMENTO HIDROAGRÍCOLA DA IDANHA-A-NOVA**

## Descrição Geral do Aproveitamento

Tendo como origem de água a albufeira criada pela construção da Barragem Marechal Carmona (1949) no local designado por Cabeço Monteiro, no rio Ponsul, o Aproveitamento domina uma vasta área de aproximadamente 8 200 hectares distribuídos pelas freguesias de Malpica do Tejo, do concelho de Castelo Branco, e Ladoeiro, Idanha-a-Nova e Zebreira, do concelho de Idanha-a-Nova.

A obra foi desenvolvida em duas fases:

- A 1ª decorreu entre 1937 e 1942, na qual foram construídas a barragem e a central, a estação de bombagem do Ladoeiro, o Canal Condutor Geral e os distribuidores 1,2, 3 e 17.
- Na 2ª fase entre 1944 e 1950, construíram-se os restantes distribuidores (até ao nº. 21), bem como foi equipado o bloco do Aravil incluindo a estação de bombagem.

A barragem, com construção algo atribulada <sup>8</sup>, é de betão (gravidade) com uma altura acima da fundação de 51 m e um comprimento de coroamento de 143 m, assente em fundação de granito, permite um armazenamento total de 78,1 hm<sup>3</sup>, inundando ao NPA uma área de 678 hectares.

Na área beneficiada é possível distinguir 2 zonas: A área da Campina, dominada maioritariamente por gravidade (apenas para a zona do Ladoeiro é necessária elevação), e o designado Bloco do Aravil, para o qual toda a água sofre elevação (altura manométrica de 22 m).

Embora a área equipada ultrapasse os 800 hectares, na prática há cerca de 1 600 hectares (aproximadamente 20%) que na classificação do SROA são considerados “não irrigáveis” (classes V, VI e VII), não sendo por isso de estranhar que desde o início até aos dias de hoje o Aproveitamento apresente índices de intensificação de regadio (área regada/ área beneficiada) dos mais baixos do País.

Este facto, aliado a uma complexa rede de canais e distribuidores numa extensão de 294 km, 4 reservatórios e duas estações de bombagem consumidoras de energia, tem como

---

<sup>8</sup> De facto a construção da barragem foi adjudicada em 14.05.1937 a Virgílio Preto por si e como representante de Enterprises des Grands Travaux Hydrauliques e Omnium d’Entreprises de Travaux Publiques, os quais trespassaram a empreitada para Sociedade Lusitana de Hidráulica Geral Lda, tendo esta rescindido o contrato em 9.12.1943, tendo sido a JAOHA a terminar a obra.



consequência directa o sobressalto financeiro com que a Associação de Beneficiários gere o Aproveitamento.<sup>9</sup>

Na verdade a “saúde financeira” da entidade gestora passa inevitavelmente por uma boa adesão ao regadio, o que no caso do AH da Idanha apenas se verificou durante o período de expansão da cultura do tabaco nas décadas de 80 e 90.

Com a queda desta cultura o valor área regada/ área beneficiada voltou a fixar-se na vizinhança dos 30%.

Embora a rega por aspersão, sobretudo com utilização de pivot, esteja bem representada, a concepção original das infra-estruturas de adução e distribuição baseia-se num sistema de rega por gravidade.

O comando do canal condutor geral é por montante, com recurso a descarregadores frontais do tipo “bico de pato”, e comportas de nível constante para montante, mantendo o plano de água para funcionamento dos órgãos de controlo dos caudais nas tomadas de água.

Este tipo de funcionamento obriga a que a operação do sistema primário seja feito por antecipação, com conhecimento prévio dos pedidos por parte da entidade gestora, e em simultâneo exige um elevado número de cantoneiros.

Durante os II e III Quadros Comunitários de Apoio procedeu-se à reabilitação de muitos canais quer da rede primária (CCG e do Aravil), quer da rede secundária (distribuidores), não tendo, contudo sido considerada a reconversão de rega por gravidade em rega sob pressão pelos custos (energéticos) associados às estações de bombagem.

### Estações de Bombagem

A distribuição de água para rega em cerca de 1/3 da área beneficiada só é possível com auxílio a duas estações de bombagem: Aravil (2 331 ha) e Ladoeiro (467 ha).

Associado à estação do Aravil existe um reservatório de regulação que permite armazenar um volume suficiente para uma autonomia de 11 horas de funcionamento da estação para alimentar o CCG do Aravil que serve 516 unidades de rega.

A estação do Ladoeiro eleva a água de rega do CCG para o distribuidor 17, o qual serve 313 bocas de rega.

---

<sup>9</sup> A Associação de Regantes e Beneficiários de Idanha-a-Nova foi criada por alvará de 14 de Agosto de 1947 e recebeu a 1ª parte da Obra por Auto de Entrega de 19 de Abril de 1949, no qual se incluía a Central Hidroeléctrica. As obras da 2ª fase foram entregues em 1954.

### Características das estações de bombagem

Características	Aravil	Ladoeiro
Caudal máximo (l/s)	3 450	1 050
Altura manométrica (m)	22	18
Potência dos motores (kwh)	2x375+200	2x90+275
Numero de grupos	3	4

A intervenção de modernização nas estações teve como objectivo a automatização passando as estações para um regime de exploração semi-abandonado, em funcionamento automático, sendo o comando efectuado através de autómato programável com possibilidade de telecomando.

### Central Hidroeléctrica

A Central Hidroeléctrica da Idanha, por vezes também designada como Central do Ponsul <sup>10</sup>, está localizada junto ao paramento de jusante da Barragem, ao qual é ligado até à altura do pavimento do 1º andar por um bloco de betão.

É um edifício de 2 pisos albergando o rés-do-chão a turbina <sup>11</sup> e o transformador, estando no 1º andar o alternador, os quadros de comando e as saídas das linhas de alta tensão.

Construído em alvenaria, o acesso faz-se através de uma escadaria de ligação a uma plataforma exterior, à cota do piso superior.

No final dos anos noventa a Central foi objecto de uma intervenção de recuperação e renovação dos equipamentos, passando o funcionamento a processar o caudal constante, em intervalo de tempo especificado de acordo com as necessidades da rega e com o nível da água na albufeira.

A especificação para o funcionamento fica a cargo do técnico operador da central (da Associação de Beneficiários), utilizando o sistema de telecomando de exploração.

É assim possível proceder-se à programação do horário de funcionamento da Central, quer a partir do posto de telecomando, quer a partir do quadro geral no edifício da central.

Caso o grupo gerador esteja indisponível para o turbinamento, ou condições de caudal ou de queda estejam fora dos limiares de funcionamento, o caudal é desviado do circuito de

<sup>10</sup> Em documentação da ex Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos aparece por vezes identificada como Central de Cabeço Monteiro.

<sup>11</sup> Turbina Kaplan de eixo vertical.

admissão através de um by-pass à turbina, sendo a abertura da válvula controlada e regulada por autómato.

Embora a Central tenha sido formalmente transferida para a Associação em 1949, o Auto de Entrega refere expressamente que *“... deverá ser entregue, nos termos da Base oitava da Lei número dois mil e dois, de vinte e seis de Dezembro de mil novecentos e quarenta e quatro, à empresa Hidro-eléctrica do Alto Alentejo, mediante contrato a aprovar pelo Governo ...”*, o que realmente aconteceu, tendo a HEAA assegurado a gestão da Central mesmo após a publicação do Regulamento da Obra em 2 de Agosto de 1973 <sup>12</sup>.

Do contrato entre a Associação de Regantes e Beneficiários de Idanha e a Hidroeléctrica do Alto Alentejo importa sublinhar que para além da anuidade de reintegração e amortização, cabia à HEAA estabelecer livremente o regime de exploração da central com *“...reservas resultantes da obrigação de assegurar um caudal de rega variável entre limites fixados ...”*

Simultaneamente obrigava-se a *“fornecer gratuitamente a quantidade de energia necessária à laboração das estações de bombagem do Ladoeiro e do Aravil ...”* até ao limite de 1 612 500 Kwh/ano.

Deveria ainda pagar, pela cedência da central uma renda fixa de 264 000\$00/ano.

O Regulamento é, no seu articulado, semelhante ao do Vale do Sado, decretando a administração da Central pelo Estado, por intermédio da Junta de Hidráulica Agrícola, que manteve o contrato de gestão com a HEAA. Impõe a constituição do fundo de reintegração dos equipamentos e a amortização do custo das respectivas instalações.

A Associação receberia 15% para comparticipação das despesas de conservação da barragem e dos órgãos anexos, e teria direito ao fornecimento gratuito de 1.612.500 kwh/ano para o funcionamento das estações de bombagem do Aravil e do Ladoeiro.

Por curiosidade refira-se que no relatório da DGSH relativo ao ano de 1974 é indicado que *“... nos termos do contrato a HEAA entrega, ainda, anualmente, a anuidade de reintegração no valor de 202 952\$50. A média das receitas cobre largamente a anuidade de amortização que é de 440 811\$00 ...”*. A média dos saldos anuais desde 1951 até essa data era de 527 633\$60.

Em 1990, a então DGHEA encetou negociações com a EDP para a revisão dos preços da energia produzida, tendo adoptado o estatuto de produtor independente, na sequência da legislação entretanto publicada.

Foi assim outorgado um contrato de prestação de serviços com a EDP, em Janeiro de 1993, no qual a DGHEA se comprometia a suportar o encargo das remunerações do pessoal da EDP

---

<sup>12</sup> Aprovado em 10.07.1973.

afecto à Central <sup>13</sup>. Este contrato incluía ainda a exploração das Centrais do Vale do Sorraia. Para a Central do Ponsul, tendo em consideração o mau estado de conservação, previa-se apenas o trabalho durante um turno de 8 horas, e premonitoriamente, em exclusivo para o ano de 1992. Na verdade a Central ficou inactiva a partir do ano seguinte.

Em 1995 chegou a ser lançado concurso público para a reabilitação da Central, tendo contudo, sido posteriormente anulado, pois a empresa concorrente não demonstrou capacidade técnica para lhe ser adjudicado o trabalho. O concurso foi lançado de novo mais tarde.

Em 1997 a dívida do IHERA para com a LTE (do grupo EDP) <sup>14</sup> não parava de crescer:

Em energia: 75.696.334\$00

Em juros de dívida: 19.539.282\$00

A situação era francamente má. Talvez por conhecer as dificuldades que o então IHERA passava, a firma Martins e Leite propõe directamente ao então Secretário de Estado da Agricultura e Desenvolvimento Rural que lhe seja concedida licença de utilização da Central para um período de 10 anos.

Nessa proposta previa-se:

- Fornecimento da energia necessária às estações de bombagem;
- A energia restante seria entregue à rede, sendo que a receita da venda teria a seguinte distribuição:

15%, para a ARBI;

15%, para o IHERA;

70%, para a Martins e Leite.

Mais tarde, e para ter início em Março de 2000, a Reactiva, propõe contrato de exploração, conservação e manutenção, com a seguinte repartição:

30%, para o IHERA;

20%, para a ARBI;

50%, para a Reactiva.

Esta proposta tinha como base a previsão de energia produtível de 6 500 000 kw/ano.

Qualquer beneficiação do equipamento ficaria como encargo do IHERA.

<sup>13</sup> Na verdade o contrato determina, na cláusula 6ª, que a retribuição de prestação de serviços incluirá "... todos os encargos suportados pela EDP, acrescida de 20%, sobre o montante global, a título de encargos de administração ..."

<sup>14</sup> LTE – Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, S.A.

### O Protocolo de 2001

O IHERA não aceitou nenhuma das propostas atrás mencionadas e em Abril de 2001, e com a Central na fase final da empreitada de renovação, foi outorgado o Protocolo com a Associação de Regantes e Beneficiários de Idanha-a-Nova, no qual se reafirma a responsabilidade do IHERA na gestão da Central mas se delega na Associação as funções de operação do equipamento. Neste protocolo, que é assumido com carácter transitório, pois na cláusula 9ª está previsto um concurso público para concessão da exploração da Central Hidroelétrica, é importante sublinhar os seguintes aspectos:

- A produção de energia destina-se predominantemente à compensação dos consumos das estações de bombagem (no Preâmbulo) estando assim em consonância com o Regulamento da obra;
- Os contratos com a entidade distribuidora de energia, para fornecimento às estações de bombagem serão celebrados pela Associação;
- O IHERA reembolsa a Associação dos custos relativos ao consumo de energia nas estações de bombagem;
- A ARBI, assegura a exploração da Central e será ressarcida em 10%, do valor facturado como contrapartida pela prestação de serviços;
- Por omissão, são encargos do IHERA as despesas correspondentes a manutenção e reparações;
- Por último e na possibilidade de um eventual contrato de concessão a outra entidade que não a Associação, o IHERA compromete-se a estabelecer em caderno de encargos, a garantia de pagamento à Associação das despesas com o consumo de energia nas estações elevatórias por parte do adjudicatário.

Do clausulado fica evidente a enorme preocupação com os encargos das estações de bombagem e da importância da produção da Central para minimizar ou anular esses custos.

De referir ainda que para cumprimento das obrigações resultantes do protocolo, foi adiantada à Associação uma quantia de 15.000.000\$00, faseada ao longo do ano de 2001.

### A Produção de Energia

Desde a entrega à Associação em 1949, até aos dias de hoje, a Central sofreu duas interrupções na produção, a 1ª de Abril de 1979 a 1983, a segunda de 1993 a 2001 (embora em produção parcial em 95), ano em que se deu como concluída a reabilitação.

Até à primeira interrupção a produção média foi de 4.582.909 kwh/ano, nos dez anos seguintes (1983-1993) a produção média baixou para 3.457.327 kwh/ano e durante o período do protocolo não ultrapassou os 2.552.834 kwh/ano.

Qualquer destes valores situa-se abaixo daquele que se considerava como possível obter (energia produtível: 5,2 Gwh/ano), sendo particularmente desapontante o do último período de produção considerado. Importa ainda relevar que para a série de dados disponíveis apenas em 2005 (ano de seca) a produção não foi suficiente para compensar os consumos. Houve, contudo, produção acima do esperado em cerca de 25% dos anos, com particular incidência na década de 60 (6 anos).

### Os anos do Protocolo

Contrariamente à situação do Vale do Sado, a exploração da Central do Ponsul não foi interessante para a DGADR: nos dez anos em análise (2001-2012), cinco apresentaram saldo negativo para o Estado.

Apenas em 2003 o valor da produção (5,6 Gwh/ano) ultrapassou o valor produtível esperado, ficando abaixo dos 50% em 8 anos.

Por outro lado, o consumo de energia nas estações de bombagem, embora ficando muito aquém do valor consignado em sede de Regulamento (1,6 Gwh/ano), já que o valor máximo foi de 1,2 Gwh/ano, representou um peso financeiro muito significativo (média 43%), chegando a ultrapassar a receita da energia produzida (2012).

Se adicionarmos ainda os custos relativos ao consumo energético da própria Central as despesas de conservação e manutenção (da responsabilidade da DGADR) a taxa de recursos hídricos e a prestação de serviços devida à ARBI, não restaram para a DGADR mais do que 13% (média).

### Conclusões

1. Os baixos valores da produção em contraponto aos elevados consumos das estações de bombagem (ainda assim abaixo do previsto) conduzem inevitavelmente a um saldo pouco atraente.

É certo que o objectivo da Central é assegurar a produção de energia necessária à elevação da água de rega, mas a escassez de receitas compromete a existência de um fundo confortável não só para a reposição do equipamento no futuro, mas até, e mais grave, para qualquer reparação mais profunda que eventualmente possa surgir como imprescindível para dar continuidade à produção.

2. A Central apresentou demasiadas interrupções e tempos de paragem, por vezes comprometedores de bom rendimento, o que leva a concluir, sem dúvidas, que o modelo de gestão nesta Central é talvez de todas as Centrais, o que menos se adapta à obtenção de bons resultados.

As naturais dificuldades orçamentais da DGADR e a complexidade burocrático-administrativa para atender em tempo conveniente às intervenções necessárias, resultam invariavelmente em menos produção e consequentemente menor encaixe financeiro.

3. A necessidade de se actuar imediatamente em situação de avaria, ou incidente, exige um procedimento mais ágil do que aquele que o Estado pode proporcionar.
4. A própria transferência da verba correspondente ao pagamento à ARBI da factura energética das estações de bombagem, tem-se revelado potenciadora da situação de “aperto financeiro” na tesouraria da Associação, sendo de prever mais dificuldades no futuro.

### Proposta de solução

Face aos resultados de exploração apresentados, a situação da Central do Ponsul/Aproveitamento Hidroagrícola da Idanha é mais complicada do que a que se verifica no Vale do Sado, pelo que a solução terá sem dúvida um considerável grau de incerteza quanto ao sucesso da decisão que se tome.

O ponto de partida é:

- i) Toda a receita da produção é entregue pela EDP à DGADR;
- ii) A DGADR mantém com a EDP Universal um contrato de fornecimento de energia para a Central do Ponsul;
- iii) A DGADR suporta todas as despesas de conservação e manutenção;
- iv) A DGADR entrega à ARBI 10% do valor da produção, como contrapartida da prestação de serviços;
- v) A DGADR reembolsa a ARBI das despesas com as estações de bombagem do Aravil e Ladoeiro.

Como constrangimentos ou pontos fracos desta estratégia, consolidada em protocolo entre 2002 e 2013, podem-se apontar:

- i) Fraca produção, devido sobretudo a inoperacionalidade da Central durante períodos críticos para aproveitamento dos caudais turbináveis;
- ii) Dificuldades administrativas e orçamentais, para a DGADR responder em tempo útil às necessidades de manutenção e reparação da Central, mas também para a transferência de verbas para cobertura das despesas resultantes da energia das estações de bombagem;



- iii) Impossibilidade de criação de um fundo de reserva para as reparações e muito menos para reintegração.

Com cenário tão negativo parece aceitável que nos questionemos: “Será possível encontrar uma solução que garanta o fornecimento de energia às estações de bombagem e assegure a sustentabilidade da Central para o futuro?”

A verdade é que nos primeiros 25 anos de exploração a Central não só garantiu a energia para os consumos do Aproveitamento como foram asseguradas as anuidades de reintegração e de amortização, apresentando sempre saldo final positivo, pelo que os pressupostos contratuais deverão ser idênticos aos apresentados para o Vale do Sado:

1. A venda de energia eléctrica à EDP, directamente pela Associação;
2. Transferência dos contratos de fornecimento à Central e serviços auxiliares, para a Associação;
3. Encargos de exploração, incluindo conservação e manutenção suportados pela Associação;
4. Uma verba para reintegração dos equipamentos;
5. Uma renda anual a ser entregue à DGADR.

Assim, poderão ser encaradas duas vias alternativas para a repartição dos proveitos da venda de energia:

A – Considerando a repartição real dos custos e receitas da produção

- a) 65%, para despesas de exploração dos quais 10% para despesas de conservação e manutenção;
- b) 20%, para reintegração dos equipamentos;
- c) 15%, renda a pagar à DGADR.

B – Assegurando o consumo de energia nas estações de bombagem

- a) O produto da venda dos primeiros 1 200 000 Kwh, serão destinados a cobrir os custos de elevação da água de rega, sendo assim atribuído à ARBI;

Do restante, 3 verbas distintas a considerar:

- b) Despesas de exploração, dos quais 15% para despesas de conservação e manutenção;
- c) Reintegração dos equipamentos;
- d) Renda a pagar a DGADR.

De igual modo ao definido para o Aproveitamento Hidroagrícola do Vale do Sado:

- i) A verba afecta aos encargos com a conservação e manutenção das centrais (10%) não poderá ser utilizada para fins diferentes do estabelecido;



- ii) A verba não utilizada durante o ano económico a que diz respeito será consignada a um fundo de reserva;
- iii) A verba respeitante ao “fundo de reintegração” só poderá ser utilizada com autorização expressa do Concedente.

## QUADRO II

Central do Ponsul (Idanha)

ENERGIA PRODUZIDA/ENERGIA CONSUMIDA (Kwh)

1951-2012

ANOS	PRODUÇÃO (KWH)	CONSUMOS ASSOCIAÇÃO (KWH)	% DE CONSUMO	SALDO (KWH)	CONSUMOS	
					EE	CENTRAL
1951	3.021.600	227.353	8,00	2.794.247		
1952	3.443.900	198.712	6,00	3.245.188		
1953	2.315.700	247.529	11,00	2.068.171		
1954	4.963.300	667.148	13,00	4.296.152		
1955	5.397.300	840.411	16,00	4.556.889		
1956	4.550.200	713.384	16,00	3.836.816		
1957	1.567.800	788.035	50,00	779.765		
1958	4.246.300	945.196	22,00	3.301.104		
1959	5.564.000	817.552	15,00	4.746.448		
1960	7.254.400	933.407	13,00	6.320.993		
1961	5.187.700	921.095	18,00	4.266.605		
1962	7.291.700	937.607	13,00	6.354.093		
1963	5.594.800	1.000.589	18,00	4.594.211		
1964	8.063.400	1.095.258	14,00	6.968.142		
1965	1.957.000	921.651	47,00	1.035.349		
1966	7.752.000	1.036.413	13,00	6.715.587		
1967	2.697.927	981.837	36,00	1.716.090		
1968	3.847.633	889.519	23,00	2.958.114		
1969	7.065.557	767.332	11,00	6.298.225		
1970	5.860.265	777.420	13,00	5.082.845		
1971	2.903.912	709.933	24,00	2.193.979		
1972	5.674.777	804.157	14,00	4.870.620		
1973	4.450.400	884.813	20,00	3.565.587		
1974	2.680.100	899.409	34,00	1.780.691		
1975	1.777.700					
1976	586.700					
1977	5.224.600					
1978	6.518.400					
1979	5.445.300					
1980	0,000000					

1981	0,000000					
1982	0,000000					
1983	2.390.300					
1984	4.904.300					
1985	5.953.600					
1986	2.253.900					
1987	3.741.300					
1988	3.196.100					
1989	1.019.205					
1990	4.217.601					
1991	3.068.389					
1992	4.217.500					
1993	3.068.400					
1994	0,000000					
1995	1.550.000					
1996	0,000000					
1997	0,000000					
1998	0,000000					
1999	0,000000					
2000	0,000000					
2001	3.920.600					
2002	1.943.700					1.900
2003	5.625.736	21.713	0,00	5.604.023	979	20.734
2004	3.909.312	1.213.684	31,00	2.695.628	1.195.752	17.932
2005	130.128	1.073.397	82,50	-943.269	1.055.492	17.905
2006	1.194.246	812.083	68,00	382.163	778.595	
2007	2.246.766	753.733	34,00	1.493.033	718.507	
2008	2.061.013	988.025	48,00	1.072.988	939.179	
2009	1.312.045	1.073.397	82,00	238.648	1.048.735	24.662
2010	2.117.864			2.117.864		
2011	4.694.043			4.694.043		
2012	1.478.556			1.478.556		

Fontes: de 1951 a 1974 - MOP - DGSH/DSAH  
de 1975 a 2012 - MADRP - DGADR

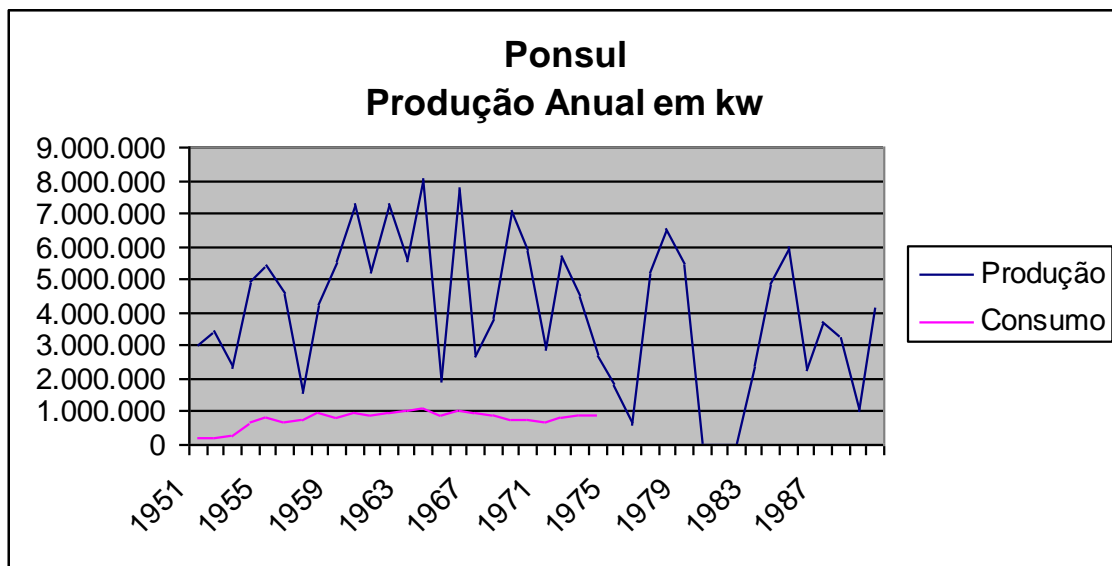


Fig. 6 – Evolução da produção de energia nos anos 1951-1990 (Idanha)

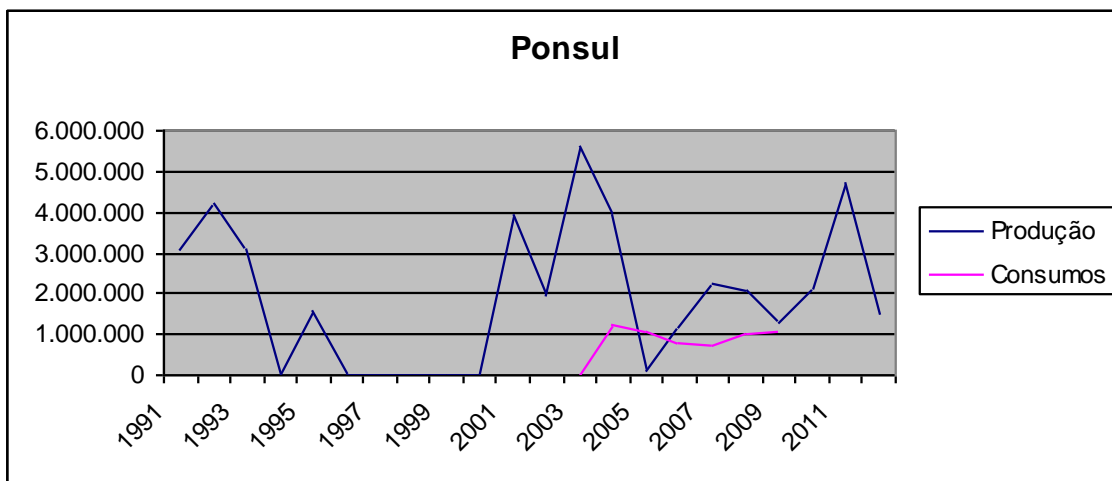


Fig. 7– Evolução da produção de energia nos anos 1991-2012 (Idanha)

## CENTRAL DA IDANHA



Fot 9 - Aspecto exterior (jusante)



Fot 10 - Aspecto interior

Turbina [turbine]	Gerador
Tipo: Kaplan Eixo vertical [type]	Potência (kVA) .....2 750
Queda útil: [Head]	Tensão nominal (kV)... .....6
Mín. (m).....9.74 Máx. (m) .....38.25	Factor de potência: .....0.8
Potência: (Mw) ..... 2.25 [installed capacity]	Velocidade nominal (rpm): ...750 [rated speed]
Caudal máximo (m <sup>3</sup> /s) ..... 7.4 [maximum discharge]	<b>Produção média anual(Gwh):</b> ...3.5 [productive energy]
Velocidade ( r.p.m): .....500 [rated speed]	

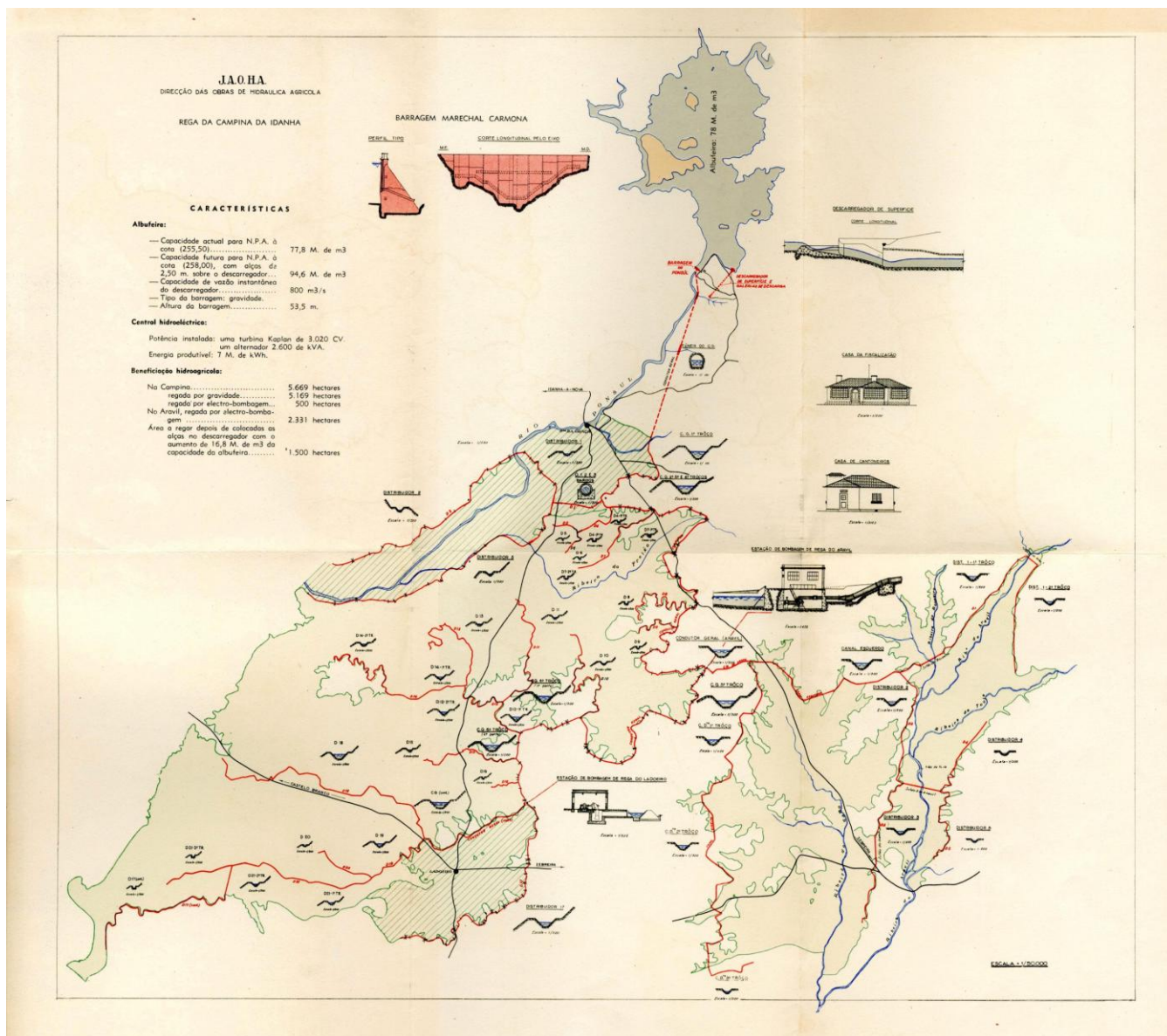


Fig. 8 – O Aproveitamento Da Campina da Idanha. JAOHA.1948



## **APROVEITAMENTO HIDROAGRÍCOLA DO VALE DO SORRAIA**

## Descrição Geral do Aproveitamento

O Aproveitamento Hidroagrícola do Vale do Sorraia é o mais vasto e importante regadio colectivo público do país (16 351 hectares)<sup>15</sup>, construído ao abrigo da legislação enquadradora do fomento hidroagrícola<sup>16</sup>.

Beneficia os vales das ribeiras de Magos, Seda, Raia e Sôr, e do rio Sorraia, distribuindo-se por seis concelhos (Avis, Ponte de Sor, Mora, Coruche, Salvaterra de Magos e Benavente) pertencentes aos distritos de Portalegre, Évora e Santarém.

A sua construção, promovida pela ex-Direcção-Geral dos Serviços Hidráulicos, decorreu entre os anos de 1951 e 1959 correspondendo a uma área total de 15 354 hectares.

Em 1970, foi integrada no Aproveitamento a Obra do Paul de Magos (535 hectares) construída nos anos de 1933 a 1938, pela então Junta Autónoma de Obras de Hidráulica Agrícola.

A exploração do Aproveitamento iniciou-se em 1958, nesse ano a cargo da DGSH, tendo sido transferida no ano seguinte para Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sorraia.<sup>17</sup>

Integrada na bacia hidrográfica do rio Tejo, a água para o regadio tem como origem 3 reservatórios de regularização de caudais:

Albufeira de Magos, na ribeira de Magos, com armazenamento total de 3,3 hm<sup>3</sup>;  
Albufeira de Montargil, na ribeira de Sor, com armazenamento total de 164,3 hm<sup>3</sup>;  
Albufeira do Maranhão, na ribeira da Seda, com armazenamento total de 205,4 hm<sup>3</sup>.

O Aproveitamento inclui ainda os açudes do Gameiro e do Furadouro, na ribeira da Raia, a jusante da albufeira do Maranhão, que permitem a elevação do plano de água da ribeira, por bombagem e derivação para os canais de rega.

Aos planos criados estão associados pontos de captação complementados por outras captações na ribeira da Raia (E. de bombagem de Mora e Paço) e no rio Sorraia (E. de Bilrete, Borralho, Montalvo e Porto Seixo).

A distribuição da água de rega é feita por gravidade directamente numa área de 13.740 hectares, havendo necessidade de elevação nos restantes 1.614 hectares.

<sup>15</sup> Este valor inclui a área original do Vale do Sorraia, a Obra do Paul de Magos, e ainda os Campos de Salvaterra e os Foros do Paul de Coruche (estas duas últimas áreas não beneficiadas em rega).

<sup>16</sup> O EFMA é um aproveitamento de fins múltiplos e os cerca de 111 000 ha beneficiados pela reserva da água criada na albufeira de Alqueva distribuem-se por vários aproveitamentos hidroagrícolas.

<sup>17</sup> A exploração da Obra do Paul de Magos teve início em 1938, sob a responsabilidade do JAOHA tendo a transferência tido lugar em 1944.

A rede de rega tem um desenvolvimento total de 395 Km sendo aproximadamente 127 Km da rede primária (11,9 Km do Paul de Magos) e 270 Km relativos à rede secundária.

#### Funcionamento da rede de rega

- Na conduta da central hidroeléctrica do Maranhão, antes de ser alcançada a turbina é feita a derivação para o canal do Maranhão, que se desenvolve a meia encosta, na margem esquerda da ribeira de Seda. Esse canal, a cerca de 1,4 Km do seu início, dá origem ao distribuidor da Covada, que, atravessando para a margem direita, no Sifão da Ordem, alimenta os distribuidores do Cabeção e Reguengos.

- As águas restituídas à ribeira pela central do Maranhão e depois elevadas nas estações da Chaminé, Barroca, Mora e Paços, são conduzidas por distribuidores com essas mesmas designações.

- Cerca de 11 Km a jusante do açude do Gameiro e a 35 Km da barragem do Maranhão as águas vindas da central são derivadas do leito da ribeira pelo açude do Furadouro: na margem direita, para o distribuidor da Franzina, e, na margem esquerda para o canal do Sorraia.

Este canal, que constitui a espinha dorsal da rede de rega, tem um desenvolvimento de 67 268 m e conduz a água até ao extremo de jusante da Quinta da Foz, junto da Lezíria Grande de Vila Franca de Xira.

No primeiro troço do seu percurso, ele alimenta a estação elevatória do Engal, que eleva a água para o distribuidor do mesmo nome, situado na margem esquerda do rio Sorraia. Alimenta ainda o distribuidor de Entre-Águas, que serve terras na margem direita do mesmo rio.

- Parte da água da albufeira de Montargil é derivada, na conduta da central hidroeléctrica, para os distribuidores das Sebes, na margem direita, e do Monte Beirão, na margem esquerda da ribeira de Sor.

Outra parte da água, depois de turbinada, é derivada pelo canal de Montargil, que tem um desenvolvimento de 14 506 m, até à ponte canal de Santa Justa, no extremo de jusante da qual se faz a junção com o canal do Sorraia, no nó do Couço.

- A jusante deste nó, o canal do Sorraia alimenta os seguintes elementos da rede de rega, que servem terrenos da margem direita do Sorraia:

- pelo sifão de Boicilhos, o distribuidor da Erra e a regadeira da Escusa;
- pela ponte canal das Gamas, o distribuidor do mesmo nome;
- pela ponte canal do Peso, o distribuidor do Vinagre e o canal de Salvaterra;
- pelo sifão de Montalvo, o distribuidor do mesmo nome.

- Na quinta da Foz, o rio Sorraia é atravessado para a margem direita, pelo sifão da Foz, situado no final do canal do Sorraia. Este é continuado pelo distribuidor de Samora, que se desenvolve ao longo do vale de Santo Estêvão.

Da concepção geral do Aproveitamento refira-se que nem todo o volume de água utilizado no regadio seria turbinado (ver caixa). De facto, 1 936 hectares são beneficiados com caudais não turbinados.

Actualmente a ocupação cultural da área regada é dominada por 3 culturas: milho, arroz e tomate. Até meados dos anos noventa o arroz foi a cultura mais importante, mas a partir de então a cultura do milho passou a ter mais relevo.

Pormenor de grande importância neste Aproveitamento respeita ao peso relativo dos designados “precários” no total da área regada, já que representam em média cerca de 25%, com captação directa nas albufeiras, ou com adução a partir do sistema de rega, sinónimo do grande dinamismo do agricultor local e da importância da água para uma agricultura rentável.





## As Centrais

Existem 3 centrais no Aproveitamento Hidroagrícola do Sorraia <sup>18</sup>:

Maranhão, com início de produção em 1958;  
Montargil, que iniciou no ano seguinte;  
e Gameiro, construída mais tarde (1962).

As duas primeiras são centrais de pé de barragem, sendo a terceira a fio de água.

Contrariamente ao que aconteceu no Vale do Sado, a Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos não entregou a responsabilidade da exploração à Associação de Regantes.

Estabeleceu um acordo com a Hidroeléctrica do Alto Alentejo <sup>19</sup> e administrou as Centrais desde o início, e como o Regulamento da Obra do Sorraia nunca foi aprovado, também não foram as Centrais transferidas para a Junta de Hidráulica Agrícola.

A Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sorraia em relatório do seu primeiro ano de actividade (1959) não poupa críticas ao procedimento adoptado pela Administração relativamente à exploração das Centrais já que “... segundo parece à Direcção muito afectará a economia do nosso organismo e desequilibrará o conjunto do Aproveitamento ...”. Em Outubro desse ano, a Direcção da Associação, em audiência solicitada ao Ministro das Obras Públicas, apresentou uma exposição sobre essa questão (sem resultados práticos).

Nesse primeiro Relatório explica-se pormenorizadamente aos Associados o regime de exploração com suporte de dados fornecidos pela própria DGSH. Foi então adoptado um sistema de conta corrente na qual se registava por um lado, a energia produzida nas duas Centrais (Montargil e Maranhão), e por outro os consumos das Barragens e das estações de bombagem. A HEAA apresentava mensalmente a factura das despesas feitas com pessoal, transportes, materiais e lubrificantes.

Da análise dos mapas de produção das Centrais e dos resultados de custos relativos aos dois primeiros anos (1958 e 1959) o relatório salienta que:

- se tenham entregue a HEAA 6 746 000 Kwh de energia produzida;
- foram consumidos 1 184 921 Kwh no Aproveitamento (Barragens e estações de bombagem);
- à energia produzida foi atribuído o valor de 867 804\$50;
- à energia fornecida pela HEAA e despesas de exploração foi atribuído o valor de 969 707\$90.

Tendo em conta estes dados é compreensível que se refira que “... apesar da energia entregue à HEAA ter sido 5,69 vezes superior à energia fornecida à DGSM, esta deveria no fim do ano à

<sup>18</sup> Os equipamentos para as centrais hidroeléctricas do Maranhão e do Montargil, foram fornecidos no âmbito do Plano Marshall.

<sup>19</sup> Empresa concessionária da distribuição de energia na região.

*HEAA a quantia de 101 903\$40. O simples registo destes valores dispensa quaisquer comentários e mostra como estas questões da energia eléctrica estão desequilibradas em relação ao conjunto de outras economias, essencialmente à agrícola”.*

Como conclusão entende a Associação que “... parece haver aqui qualquer coisa que não está certa...”.

O interessante é que à data, a própria Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos dava conta desta mesma situação no relatório sobre as condições de fornecimento da energia produzida nas centrais dos aproveitamentos hidroagrícolas.

Na verdade, e no capítulo dedicado aos problemas relativos à produção e consumo de energia na Obra de Rega do Vale do Sorraia, refere, ao analisar a situação anteriormente descrita pela Associação que “... esta posição confere especial urgência e interesse ao estabelecimento de um contrato com a HEAA, o qual estabeleça as bases justas para a exploração das Centrais hidroeléctricas da Obra de Rega do Vale do Sorraia e preços aceitáveis para o fornecimento de energia às Estações de Bombagem dessa Obra...”

No relatório de 1960, apesar das centrais continuarem a ser exploradas pela HEAA, a Associação reconhece que beneficiou do consumo gratuito de energia necessária a todas as estações de bombagem, tendo acordado com a DGSH e a HEAA os períodos de exploração das centrais e os caudais turbinados. A situação da conta corrente no final de 1960 foi diferente da registada no ano anterior, pois as contas fecharam com um saldo de 903 658\$95 a favor da DGSH.

A Associação volta porém a manifestar o seu interesse na exploração directa das centrais:

*“Será desnecessário encarecer, mais uma vez, o interesse que tem para a nossa vida administrativa a entrega das Centrais à Associação. Não quer a Direcção desta Associação os resultados monetários da exploração das centrais para conseguir uma taxa de exploração mais baixa, o fim é diverso.*

*Preside a tal pedido de entrega o interesse que temos em melhorar todo o perímetro de rega, com a construção de linhas de energia, caminhos, passagens submersíveis, trabalhos de regularização fluvial e de enxugo”.*

A DGSH tinha opinião diferente sobre as capacidades das Associações pois que sendo “... constituídas basicamente por lavradores, não estão normalmente aptas a apreciar devidamente os problemas referentes à exploração das centrais eléctricas ...” pelo que “... resultam assim, por vezes, exigências excessivas por parte daqueles lavradores, que sabem bem de assuntos de lavoura, mas geralmente, pouco ou nada sabem de energia eléctrica ...”

Todavia, reconhecia que a fixação das condições de venda da energia eléctrica produzida nas centrais integradas nos aproveitamentos hidroagrícolas e de compra da mesma energia para

funcionamento das estações de bombagem dera origem a “*grandes dificuldades e a frequentes reclamações, muitas vezes dignas da melhor consideração ...*”

Para o enorme desfasamento entre o valor pago e o valor cobrado, por parte das empresas distribuidoras, contribuíram essencialmente:

- a) A produção de energia nos aproveitamentos ser sazonal;
- b) As distribuidoras negociarem as condições em situação privilegiada, pois podem adquirir energia de várias fontes produtoras, enquanto que as entidades que exploram as centrais não têm senão um comprador possível (o concessionário da zona);
- c) A venda de energia para as obras hidroagrícolas não respeitava o disposto na Lei 2002, que obrigava a preços especiais para rega.

De qualquer das maneiras a Hidroeléctrica do Alto Alentejo apresentou em Maio de 1958 uma proposta de acordo com a Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sorraia para a exploração das Centrais de Montargil e Maranhão que não teve qualquer seguimento, pois a DGSH continuou a assumir a administração das Centrais, garantindo a HEAA o fornecimento da energia necessária às estações da Chaminé, Barroca, Mora, Paço, Engal e Formosa e ainda ao funcionamento dos equipamentos das barragens de Montargil e Maranhão.

A administração pela DGSH prolongou-se sem que as centrais tenham sido entregues à Junta de Hidráulica Agrícola (com a justificação da não aprovação do Regulamento). No final de 1974 a DGSH remeteu à Direcção Geral dos Serviços Eléctricos (DGSE) uma minuta de contrato a estabelecer entre a Junta e a HEAA para a exploração das centrais<sup>20</sup>, mas este envio com o objectivo de obter aprovação ministerial, coincidiu com a reestruturação do sector eléctrico, pelo que não teve seguimento.

Este contrato incluía o fornecimento de energia a todas as estações de bombagem, incluindo as de enxugo (Várzea de Samora, Paul de Magos e Campos de Salvaterra) e ainda “... *quaisquer outras utilizações directamente ligadas a exploração do Aproveitamento Hidroagrícola ...*”. Mas era menos simpático para a distribuidora pois além de prever tarifas distintas para o Inverno e Verão, e para o dia e noite, constavam ainda do articulado penalidades por falta de cumprimento por parte da HEAA.

Em 1992 a então Direcção Geral de Hidráulica e Engenharia Rural (DGHEA) estabeleceu com a EDP – Direcção Operacional de Distribuição Tejo, um contrato de prestação de serviços para exploração das centrais de Montargil e Maranhão.

Deste contrato importa relevar:

- A conservação das centrais estava excluída do contrato, competindo inteiramente à DGHEA;

---

<sup>20</sup> A minuta de contrato foi aprovada pelo Conselho Directivo da JHA em 23 de Outubro de 1974.

- Em caso de indisponibilidade da Central do Maranhão seria possível transferir o pessoal afecto a essa Central para assegurar a exploração da Central do Gameiro;
- A retribuição dos serviços prestados compreendia todos os encargos suportados pela EDP, acrescida de 20% sobre o montante global, a título de encargos de administração;
- A EDP determinava o quantitativo de profissionais usado na prestação de serviços, sendo que nesse ano (1992), significava um conjunto de vinte operadores para as duas centrais, distribuídos por 3 turnos diários;
- O pagamento para o 1º ano correspondia a uma verba de 76 639 000\$00 ao qual acrescia o IVA.

Este valor seria revisto anualmente pelo coeficiente de actualização de vencimentos a praticar na EDP.

Em Março de 1995 o IEADR informa a LTE – Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo que até Agosto as centrais de Montargil e Maranhão deverão funcionar em 2 turnos de 8 horas, sendo anulado o turno as 24h às 08h, passando a apenas um turno a partir dessa data. A segurança das centrais deixaria de estar incluída no contrato.

Do balanço de contas relativo a este contrato apurava-se em final de Maio de 1997 que o então IHERA devia à LTE:

Energia: 207 353 325\$00 (inclui o fornecimento ao AH da Idanha);  
Juros: 54 620 325\$00.

E à Hidrotejo pela prestação de serviços:

247 744 698\$00

A dívida global à EDP (666 871 070\$00) foi regularizada, por via negocial, com base em plano de pagamentos de seis anos.

Apesar de resultados tão maus, que no caso do Vale do Sorraia se aceitava como consequência do estado de conservação das centrais que originava frequentes problemas técnicos, acreditava-se no potencial produtivo “...capaz de fazer face ao elevado défice de exploração...”<sup>21</sup>

Como proposta de actuação indicava-se a reabilitação e automatização das centrais e o aumento da eficiência na exploração, o que se conseguiria com uma maior responsabilização das Associações na gestão das centrais, que incluísse uma participação significativa nas receitas, assumindo em simultâneo os encargos da bombagem.

Como solução provisória até à concretização da reabilitação das centrais, e tendo em conta a rescisão do contrato com a EDP (LTE e Hidrotejo) para a utilização de bens do domínio público,

<sup>21</sup> Documento interno da DGHERA, Fevereiro de 1997.

o IHERA recuperou uma proposta da firma Martins e Leite, Lda, estabelecendo um contrato de acordo com o qual a empresa assumia a responsabilidade pela exploração, conservação e manutenção das centrais, bem como os custos de energia relativos ao normal funcionamento das estações de bombagem.

A renda devida ao IHERA foi estabelecida de acordo com escalões de facturação acumulada:

Facturação à EDP	Renda IHERA	Martins e Leite
Até 70 000 000\$00	20%	80 %
70 – 120 000 000\$00	30%	70%
120 – 160 000 000\$00	50%	50%
> 160 000 000\$00	60%	40%

Este contrato teve início em 1 de Janeiro de 1998 e durou até início das obras de modernização (2003).

Porém, em Abril de 1998 foi autorizada uma Adenda a este contrato que passava a incluir a Central do Gameiro e aumentava para 40% a renda devida ao IHERA no 2º escalão, passando a especificar que os valores acima definidos seriam decompostos em pagamento ao IHERA e pagamento à ARBVS, de acordo com a seguinte tabela

Facturação à EDP	ARBVS	IHERA
Até 70 000 000\$00	10%	10%
70 – 120 000 000\$00	10%	30%
120 – 160 000 000\$00	7,5%	42,5%
> 160 000 000\$00	5%	55%

Para além da verba resultante da afectação percentual à produção nos diferentes escalões a Associação teria ainda assegurado a energia necessária ao fornecimento da sua sede, oficinas e EEs de Magos, Bilrete, Borralho, Porto Seixo, Barroca, Formosa, Moita, Engal, Paço, Mora e Vale Real.

### O Protocolo de 2008

Em Janeiro de 2008 entrou em vigor um protocolo entre a DGADR e a ARBVS para a gestão da Central de Montargil. A Associação obriga-se a garantir a conservação e manutenção da central bem como eventuais beneficiações e/ou adaptações quer das instalações quer dos equipamentos.

A Associação é compensada em:

20% - do valor da verba da energia para encargos da exploração

10% - a título da remuneração da prestação de serviços

A DGADR manteve os contratos de fornecimento de energia às EE de Barroca, Chaminé, Engal,

Formosa, Paço, Paul de Magos, Mora, Várzea de Samora (3 EE) sendo da ARBVS a responsabilidade pelas Estações de Bilrete, Borralho, Porto Seixo e Cais de Salvaterra.<sup>22</sup>

Embora com alguma insatisfação por parte da ARBVS, frequentemente manifestada, o protocolo manteve-se em vigor até à presente data.

### A Produção de Energia Eléctrica

As Centrais do Maranhão e Montargil, se exceptuarmos os anos hidrologicamente mais fracos, de 1992 e 1993, funcionaram regularmente todos os anos desde o início da exploração (1959) até à interrupção para efeitos de modernização em 2003.

Durante esse período a produção em Montargil ultrapassou a energia previsível em projecto (5,9 Gwh/ano) em cerca de 50% dos anos, e a do Maranhão (13,16 Gwh/ano) em 25%.

A Central do Gameiro, a fio de água, embora com valores mais modestos de produção e uma vida útil mais curta (30 anos), conseguiu ultrapassar uma vez em cada cinco anos.

A capacidade produtora das 3 centrais do Vale do Sorraia é sem dúvida muito interessante (mais que duplica a produção do Vale do Sado) assegurando largamente o fornecimento necessário a todas as infra-estruturas utilizadoras de energia do Aproveitamento.

### Os anos do Protocolo (2008-2013)

Apesar de uma série tão curta (5 anos) na qual se verificaram 2 anos de fraca produção (2008 e 2012), e de no primeiro ano de exploração ainda ter sido necessário algum investimento em reparações, a Central de Montargil apresentou para a DGADR um saldo positivo, cerca de 40% do total da produção, já entrando em linha de conta com os encargos com as estações de bombagem da responsabilidade da Direcção-Geral.

Registe-se que em 2012, 98% da receita traduziu-se em despesa efectiva da DGADR e em 2008 o balanço foi negativo (- 6%).

### Conclusões

1. Tal como referido anteriormente a complexidade burocrático-administrativa associada a transferência para a Associação da verba estabelecida no protocolo, reflete-se na gestão da central como resultado de dificuldades de tesouraria da Associação.
2. Apesar da responsabilidade das reparações pertencer à DGADR, a Associação tem chamado a si essa responsabilidade no sentido de assegurar a continuidade da produção,

---

<sup>22</sup> A ARBVS é ainda consumidora em baixa tensão em mais pontos de entrega relacionados com outro tipo de estruturas: limpa grelhas e comportas.



anulando o efeito negativo resultante das dificuldades inerentes à contratação por parte do Estado.

3. Apesar do saldo médio líquido pouco atraente para o conjunto dos anos do protocolo, a Central de Montargil assegurou os consumos energéticos das 14 estações de bombagem, o que deixa antever uma situação muito interessante para o Aproveitamento quando as três centrais estiverem em exploração.

### Proposta de actuação futura

Tal como no caso da Central do Ponsul poder-se-á decidir entre duas situações que parecem mais sólidas na argumentação:

#### A - Solução conservativa

Trata-se de considerar a repartição real dos custos e receitas da produção da Central de Montargil reproduzindo os mesmos princípios que se desenvolveram para os outros aproveitamentos, tendo, contudo, em conta os encargos energéticos das diversas estações de bombagem do Aproveitamento.

#### B – Situação concorrencial

Aplicar-se-ia, devidamente adaptada, a proposta comercial anteriormente adoptada (com lucros repartidos por escalões de produção), agora entre a DGADR e a ARBVS, sendo que se poderiam colocar 2 variantes: Aplicar apenas a Montargil e para Maranhão e Gameiro manter-se-ia a proposta atrás referida em A, ou pelo contrário aplicar o mesmo critério às 3 Centrais:

	DGADR	ARBVS
Até 350.000 €	%	%
350 – 600.000 €	%	%
600 – 800.000 €	%	%
> 800.000 €	%	%

Neste caso seria da responsabilidade da ARBVS a criação do Fundo de Reserva no valor de 20% da Produção.

O resultado efectivo da situação escolhida tem, no caso deste Aproveitamento, inevitavelmente associado um maior grau de incerteza, pois envolve a decisão sobre as duas Centrais (Maranhão e Gameiro), há demasiado tempo inoperacionais e cuja previsão de produção se baseia fundamentalmente num potencial teórico que se espera vir a tornar realidade.





## CENTRAL DO MARANHÃO



Fot 11 - Aspecto exterior (jusante)



Foto 12 Turbina

Turbina [turbine]	Gerador
Tipo: Francis [type]	Potência (kVa): ..... 7 500
Queda útil: [Head]	Tensão nominal (kV): ..... 6
Mín. (m).....24.4 Máx. (m).....42.3	Factor de potência:
Potência:..... [installed capacity]	Velocidade nominal (r.p.m): ....250 [rated speed]
Caudal máximo (m <sup>3</sup> /s) ...18.36 [maximum discharge]	<b>Produção média anual (Gwh): 18.1</b> [productive energy]
Velocidade (r.p.m) .....250 [rated speed]	

## CENTRAL DE MONTARGIL



Fot 13 - Aspecto exterior (jusante)



Fot 14 - Alternador

<p><b>Turbina [turbine]</b></p> <p>Tipo: Francis [type]</p> <p>Queda útil: [Head]</p> <p>Mín.(m).....16.2 Máx. (m) .....30.3</p> <p>Potência:..... [installed capacity]</p> <p>Caudal máximo (m<sup>3</sup>/s) ..... 12.80 [maximum discharge]</p> <p>Velocidade (r.p.m): .....250 [rated speed]</p>	<p><b>Gerador</b></p> <p>Potência (kVa) : .....4 000</p> <p>Tensão nominal (kV):</p> <p>Factor de potência:</p> <p>Velocidade nominal (r.p.m): [rated speed]</p> <p><b>Produção media anual (Gwh): ...5.9</b> [productive energy]</p>
--	---

Ano: 1958  
[Year of operation]

Projecto: JAOHA  
[designed by]

Construtor: Seth; JAOHA  
[Constructed by]

Custos:

Construção civil:	1 100 000\$00
Equipamentos:	13 500 000\$00
TOTAL (1958):	14 500 000\$00
TOTAL (2010):	5 257 928.39 €

Dono de obra: DGADR

## CENTRAL DO GAMEIRO



Fot 15 - Aspecto exterior



Fot 16 - Aspecto interior: Gerador

### Turbina [turbine]

Tipo: Kaplan (eixo vertical)  
[type]

Queda útil:  
[Head]

Mínima (m).....5.0  
Máxima (m) .....7.0

Potência(kw):.....1210  
[installed capacity]

Caudal máximo (m<sup>3</sup>/s) ..... 20  
[maximum discharge]

Velocidade ( r.p.m): .....214

### Gerador

Velocidade nominal (r.p.m): .....600

**Produção media anual (Gwh): .....2.86**  
[productive energy]

Potência(Kw):.....1 100

Tensão nominal (kV): .....6

Factor de potência:

Ano: 1962  
[Year of operation]

Projecto: JAOHA  
[designed by]

Construtor: INEL – Indústrias Eléctricas Associadas  
[Constructed by]

Custos:

Construção civil (1962):	1 485 312\$50
Equipamentos (1963):	4 662 600\$00
<b>TOTAL (2011):</b>	<b>2 525 501.46 €</b>

Dono de obra: DGADR

## QUADRO II

### Vale do Sorraia

ENERGIA PRODUZIDA/ENERGIA CONSUMIDA (Gwh)

1959-2010

ANOS	MARANHÃO		MONTARGIL		GAMEIRO		TOTAL	CONSUMOS ARB. VALE SORRAIA	CONSUMO	SALDO
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%		Gwh		
1958	0,67		0,00		0,00		0,70	0,26	37,53	0,44
1959	1,70		4,39		0,00		6,08	0,92	15,16	5,16
1960	8,94		4,58		0,00		13,52	0,97	7,20	12,55
1961	11,00	78,39	3,00	21,38	0,00		14,03	1,54	10,96	12,49
1962	14,20	64,24	6,30	28,50	1,60	7,24	22,10	1,56	7,06	20,54
1963	23,70	59,47	11,50	28,86	4,60	11,54	39,85	1,53	3,83	38,32
1964	16,30	50,79	11,90	37,08	3,90	12,15	32,09	1,58	4,92	30,51
1965	5,90	51,01	3,50	30,26	2,10	18,16	11,57	1,66	14,40	9,90
1966	19,60	53,43	12,70	34,62	4,20	11,45	36,68	1,29	3,53	35,39
1967	11,00	54,15	6,40	31,51	2,90	14,28	20,31	1,50	7,41	18,81
1968	3,20	32,01	5,20	52,02	1,60	16,01	10,00	1,44	14,40	8,56
1969	16,00	53,03	11,50	38,11	2,50	8,29	30,17	1,43	4,75	28,74
1970	13,71	54,93	8,59	34,44	2,65	10,63	24,95	1,63	6,55	23,32
1971	2,94	35,01	4,70	55,88	0,77	9,11	8,40	1,57	18,67	6,83
1972	9,35	52,14	6,84	38,19	1,73	9,68	17,92	1,62	9,06	16,30
1973	9,39	55,12	5,96	34,98	1,68	9,89	17,03	1,76	10,34	15,27
1974	2,62	38,78	3,81	56,39	0,33	4,82	6,75	0,00		
1975	3,04	44,32	3,20	46,58	0,62	9,11	6,86	0,00		
1976	0,03	1,72	1,53	82,16	0,30	16,13	1,86	0,00		
1977	17,61	61,69	7,91	27,72	3,02	10,58	28,54	0,00		
1978	17,55	56,99	10,27	33,34	2,98	9,67	30,79	0,00		
1979	3,16	16,60	12,47	65,52	3,40	17,88	19,04	0,00		
1980	7,15	50,60	5,75	40,74	1,22	8,67	14,13	0,00		
1981	0,26	7,92	2,97	91,00	0,04	1,09	3,26	0,00		
1982	5,26	62,96	2,16	25,89	0,93	11,14	8,35	0,00		
1983	3,90	64,79	2,04	33,91	0,08	1,30	6,02	0,00		
1984	11,78	55,52	6,92	32,59	2,52	11,89	21,22	0,00		
1985	15,84	63,61	8,11	32,56	0,95	3,83	24,90	0,00		
1986	9,43	55,49	5,62	33,08	1,94	11,43	16,99	0,00		
1987	8,11	47,17	6,87	39,91	2,22	12,92	17,20	0,00		
1988	7,79	39,45	9,60	48,62	2,35	11,93	19,74	0,00		
1989	4,63	50,81	3,60	39,56	0,88	9,64	9,11	0,00		
1990	12,46	65,20	4,66	24,41	1,99	10,40	19,10	0,00		
1991	15,76	60,94	7,57	29,27	2,53	9,79	25,87	0,00		
1992	0,00	0,00	1,12	100,00	0,00	0,00	1,12	0,00		
1993	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1994	0,55	11,70	4,18	88,30	0,00	0,00	4,74	0,00		



1995	1,11	47,91	1,21	52,09	0,00	0,00	2,32	0,00		
1996	2,98	41,52	4,20	58,48	0,00	0,00	7,19	0,00		
1997	11,48	78,90	3,07	21,10	0,00	0,00	14,55	0,00		
1998	15,04	56,34	10,56	39,54	1,10	4,12	26,70	0,00		
1999	0,99	26,44	2,41	64,26	0,35	9,29	3,76	0,00		
2000	2,68	38,34	3,61	51,71	0,70	9,96	6,99	0,00		
2001	14,69	56,30	10,06	38,57	1,34	5,13	26,09	0,00		
2002	0,70	12,50	4,87	87,50	0,00	0,00	5,57	0,00		
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
2004	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00		
2005	0,00	0,00	3,31	0,00	0,00	0,00	3,31	0,00		
2006	0,00	0,00	5,68	100,00	0,00	0,00	5,68	1,04		
2007	0,00	0,00	6,87	100,00	0,00	0,00	6,87	1,09		
2008	0,00	0,00	3,39	100,00	0,00	0,00	3,39	1,42		
2009	0,00	0,00	4,20	100,00	0,00	0,00	4,20	0,00		
2010	0,00	0,00	10,68	100,00	0,00	0,00	10,68	1,53		
2011	0,00	0,00	10,83	0,00	0,00	0,00	10,83	0,00		
2012	0,00	0,00	3,31	0,00	0,00	0,00	3,31	0,00		

Fontes: Até 1970 dados da Associação.  
De 1970 a 2008 dados da DGADR  
2009 e 2010 dados da Associação.  
2011 e 2012 dados da DGADR

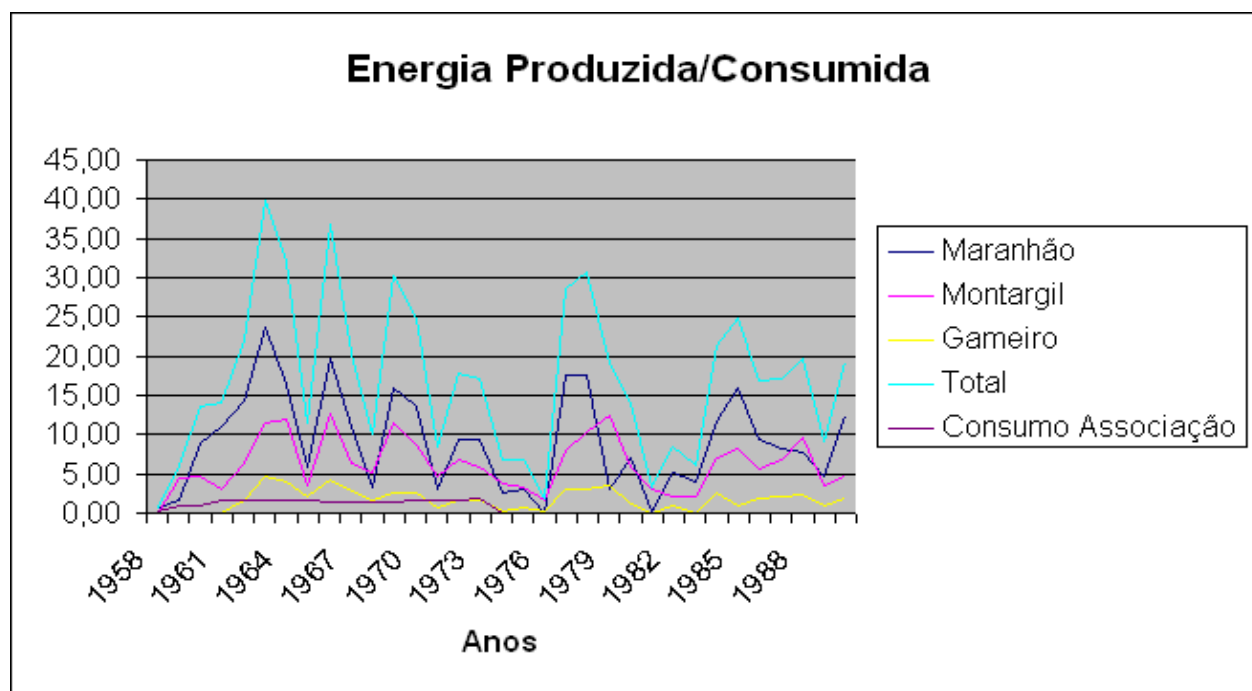


Fig. 9 – Energia Produzida/Energia consumida entre 1958 e 1990 (V. Sorraia)

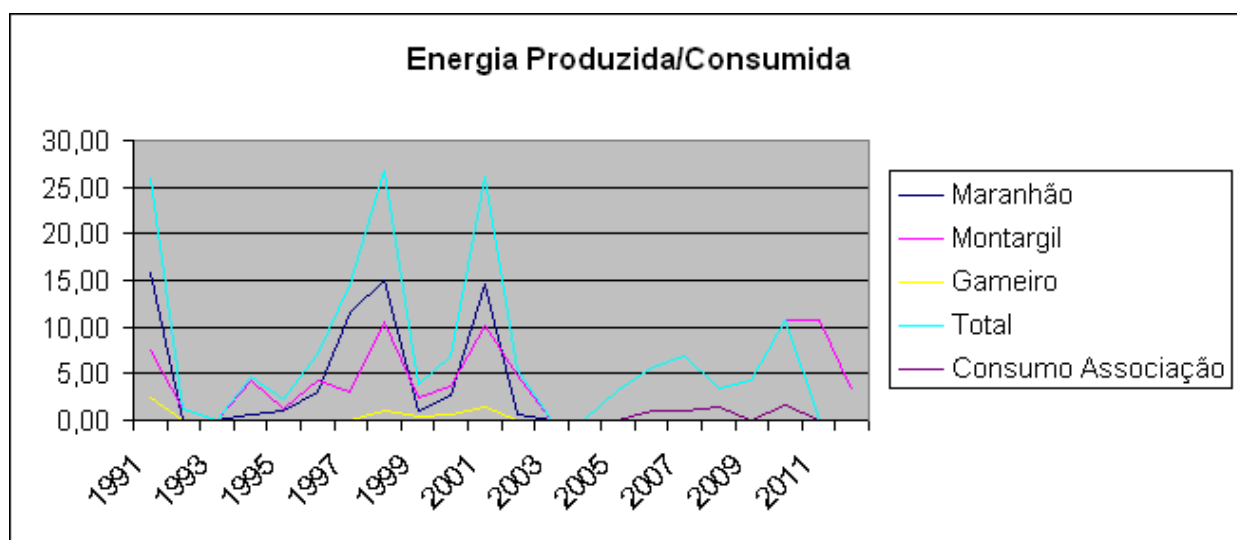


Fig. 10 – Energia Produzida/Energia consumida entre 1990 e 2013 (V. Sorraia)



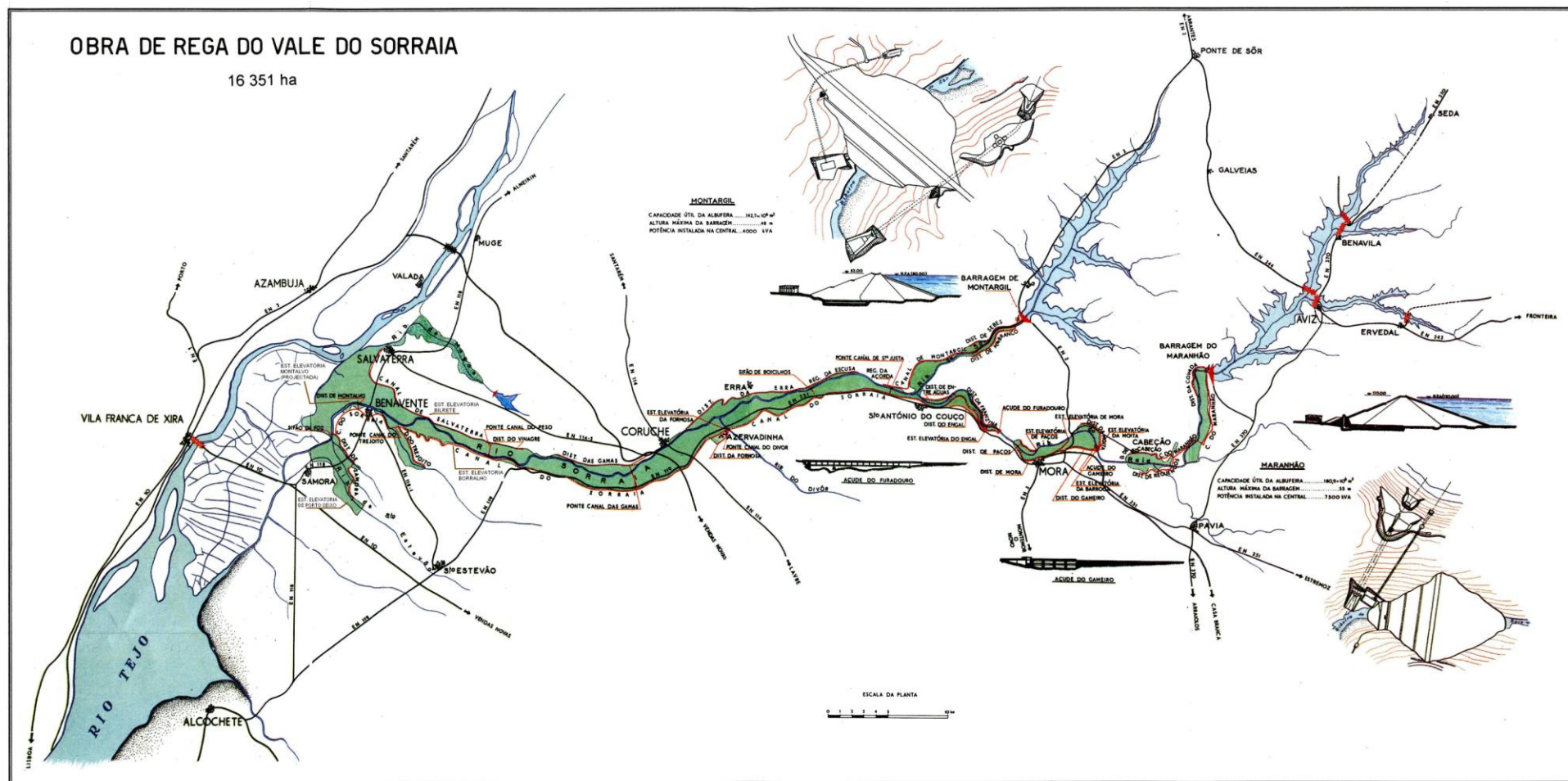


Fig. 11 –O Aproveitamento do Vale do Sorraia. ARBVS

## **Bibliografia Consultada**

JAOHA. MOPC. - Relatório de 1937. Volume I. Lisboa

Castro Cabrita - Aproveitamentos de Fins Múltiplos. 1947. Lisboa

Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sado. Diversos relatórios anuais de exploração da Obra. Alcácer do Sal.

Associação de Regantes e Beneficiários da Obra de rega do Vale do Sado. Desdobrável s/data.

Junta de Hidráulica Agrícola - Legislação de Fomento Hidroagrícola. 1969. Lisboa

DGSH.MOP - Condições de produção e consumo de energia eléctrica nas obras de Fomento Hidroagrícola já executadas, às redes das empresas concessionárias de distribuição. Lisboa, 1974

Associação de Regantes e Beneficiários do Vale do Sorraia. Relatórios anuais de exploração da obra. Coruche.

DGSH. MOP - Condições de fornecimento de energia produzida nas centrais hidroeléctricas das obras de fomento hidroagrícola já executadas, às redes das empresas concessionadas da distribuição nas regiões em que essas obras se situam, e condições de aquisição daquela energia às mesmas empresas para consumo nas referidas obras. 1960 Lisboa.