

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES



FEUP

**ESTIMATIVA DA REMUNERAÇÃO DE CENTRAIS
HÍDRICAS EM MERCADOS DE ELECTRICIDADE**

JOSÉ CARLOS VIEIRA SOUSA

LICENCIADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES
RAMO SISTEMAS DE ENERGIA

**DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES – ESPECIALIZAÇÃO EM
ENERGIAS RENOVÁVEIS**

ORIENTADOR: PROFESSOR JOÃO PAULO TOMÉ SARAIVA

PORTO, SETEMBRO DE 2007

**ESTIMATIVA DA REMUNERAÇÃO DE
CENTRAIS HÍDRICAS EM MERCADOS DE
ELECTRICIDADE**

Resumo

Durante os últimos anos, o sector da electricidade tem sofrido importantes reestruturações em diversos países, entre os quais Portugal. Este sector, que sempre foi muito tradicional e de funcionamento centralizado, depara-se agora com um novo paradigma que irá trazer novas dificuldades mas também novos desafios – os Mercados de Electricidade.

A produção de energia eléctrica em Portugal, como em alguns outros países é, em parte, proveniente de grandes Aproveitamentos Hidroeléctricos (cerca de 20 a 25 %). Tendo em conta a natureza estocástica das afluências hidrológicas, assim como a interdependência dos aproveitamentos, a gestão de um sistema eléctrico com uma elevada componente hídrica pode ser bastante complexa, uma vez que a água tem um custo de produção nulo, pelo que os geradores hidráulicos têm custo marginal de produção de curto prazo igualmente nulo. Contudo, as decisões operacionais tomadas num dado momento podem afectar expressivamente o sistema no futuro. Outro factor que dificulta a optimização dos recursos hídricos resulta da bombagem, processo este fundamental e impossível de não considerar nos dias de hoje para a correcta gestão dos recursos hídricos.

O trabalho apresentado neste documento enquadra-se no conjunto de problemas acima referidos. Desta maneira, é proposto e implementado um modelo de optimização para determinar uma estimativa da remuneração de centrais hídricas, através da optimização da produção de energia eléctrica em ambiente de mercado. O modelo é baseado num método iterativo de sub-relaxação proposto em (García-González, et al., 2003), e onde foi incluído o problema da bombagem. Este método considera a relação não linear entre a potência, queda e caudal de um aproveitamento hidroeléctrico.

A aplicação implementada foi testada em condições reais, com dados baseados em dois aproveitamentos da EDP Produção individualmente e isolados, e posteriormente numa cascata baseada no Douro Nacional, para um horizonte temporal de uma semana e de um ano, com discretização horária.

Abstract

In recent years, the electricity sector has been suffering important changes in several countries, among which Portugal is included. This sector, which was always very traditional and with a very centralised organisation, faces now a new paradigm, which will bring new difficulties but new challenges as well – the Electricity Markets.

The generation of electric energy in Portugal, as in some other countries, comes in part from big hydroelectric power plants (about 20 to 25 %). Considering the stochastic nature of hydrologic inflows, as well as the interdependency of power plants, the management of a power system with a high hydraulic component may be very complex, because the water has a null production cost, and the hydraulic generators have a null short term marginal cost of production too. However, operational decisions taken in a given moment may expressly affect the system in the future. Another factor, which defficults the optimisation of hydraulic resources is related with the pumped storage. This process is fundamental and impossible to not consider nowadays for the correct management of hydraulic resources.

This work aims at describing and analysing the problems above mentioned. Thus, it is proposed and implemented an optimisation model to determine an estimate of the remuneration of hydraulic plants, through the production optimisation of electric energy in a market environment. The model is based in an iterative sub-relaxation procedure proposed in (García-González, et al., 2003) and where the pumped storage problem is now included. This method considers the non linear relation between power, head and flow of a hydroelectric power plant.

The implemented application was tested in real conditions, with data based in two hydro power plants of EDP Produção individually and isolated and later in a cascade based in the Portuguese Douro river, for a time scenario of a week and a year, with hour discretisation.

Résumé

Pendant les dernières années, le secteur de l'électricité est objet de plusieurs modifications en divers pays, où Portugal est compris. Ce secteur qui a été toujours très traditionnel et avec une organisation centralisée, observe maintenant un nouveau paradigme incluant nouvelles difficultés mais aussi nouveaux défis – les Marchés d'Electricité.

La production d'énergie électrique au Portugal, bien comme en quelques autres pays est en partie provenant de grandes mises en valeurs hydro-électriques (entre 20 et 25 %). Tenant en considération les mises en valeur, la gestion d'un système électrique avec une composante hydraulique grande peut être assez complexe, car l'eau a un coût de production nul, donc les générateurs hydrauliques ont un coût marginal de production à court terme aussi nul. Cependant, les décisions opérationnelles prises dans un donné moment peut affecter expressivement le système dans le future. Un autre facteur qui entrave l'optimisation des ressources hydrauliques résulte du pompage, un procès fondamental et impossible de ne pas considérer présentement pour la correcte gestion des ressources hydrauliques.

Ce travail présente l'ensemble de problèmes mentionnés. De cette façon, un modèle d'optimisation est proposé et implémenté pour déterminer une estimative de rémunération des centraux hydrauliques à travers l'optimisation de production d'énergie électrique dans un environnement de marché. Le modèle est basé sur une méthode itérative de sub-relaxation proposé en (García-González, et al., 2003) et où le problème du pompage a été inclus. Cette méthode considère la relation non linéaire entre la puissance, chute et débit de mise en valeur hydroélectrique.

L'application implémentée a été testée en conditions réelles, avec des données basées en deux mises en valeur de EDP Produção individuellement et isolée, et postérieurement dans une cascade basée dans le fleuve Douro portugais, pour un scénario temporel d'une semaine et d'un an, avec discrétisation horaire.

Agradecimentos

Sendo uma das principais finalidades de uma Tese de Mestrado a realização de um trabalho com uma elevada componente pedagógica, não posso deixar de agradecer a todos que para isso contribuíram.

Aos meus pais, à Fátima e à Marina, aos meus familiares e amigos, e a todos aqueles que me são queridos, por todo o apoio, carinho e estímulo dispensado ao longo destes últimos dois anos, mesmo nos momentos mais difíceis em que o meu mau humor era mais visível.

À entidade EDP Produção, especialmente ao Departamento de Planeamento e Controlo, aos seus Directores e Colaboradores por toda a ajuda, cooperação e cuja disponibilidade ao nível do apoio técnico permitiu acrescentar um elevado valor a este trabalho. Não podia deixar de fazer um agradecimento especial ao Eng.º Virgílio Mendes e à João, por todo o seu apoio operacional, pelas sugestões, pelo encorajamento e incentivo.

Ao Simões, pelo companheirismo, amizade e disponibilidade, especialmente nas últimas batalhas.

Por último, mas com toda a certeza o maior de todos, ao Professor Tomé Saraiva, cuja excelência, dedicação, rigor, espírito crítico, conhecimento e sobretudo grande amizade, tornaram possível a realização deste trabalho. Por todas as vezes que me acolheu no seu gabinete, mesmo em ocasiões que lhe eram menos favoráveis e muitas vezes com prejuízo do seu próprio conforto... um sincero muito obrigado.

Àqueles que injustamente me esqueci de referir.

A todos um muito obrigado.

Índice

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações gerais.....	2
1.2 Objectivos e campo de aplicação	3
1.3 Enquadramento geral.....	5
1.3.1 O produto Electricidade	5
1.3.2 Energia Hidroeléctrica	6
1.3.2.1 Importância da gestão dos Recursos Hídricos	9
1.3.2.2 A Hidroelectricidade em Portugal – passado, presente e o futuro.....	10
1.3.3 Novo Paradigma Energético: Energias Renováveis e Mercados de Electricidade.....	15
1.4 Organização do texto	17
2 O ESTADO DA ARTE.....	19
2.1 Considerações gerais.....	20
2.2 Reestruturação do Sector Eléctrico.....	21
2.2.1 O Passado.....	21
2.2.2 Mercados de Electricidade	23
2.2.2.1 Razões que motivaram a mudança	23
2.2.2.2 Novas Estruturas e o Modelo Desagregado.....	24
2.2.2.3 Modelo de Mercado em <i>Pool</i>	26
2.2.2.4 Contratos Bilaterais	30
2.2.2.5 Modelos Mistos	31
2.2.2.6 MIBEL	31
2.2.3 Planeamento em ambiente de mercado	33
2.3 Optimização em Sistemas Hídricos	34
2.3.1 Considerações gerais.....	34
2.3.2 Programação Dinâmica	36
2.3.3 Programação Linear vs Não Linear.....	36
2.3.4 Meta-Heurísticas	38
2.3.5 <i>Under-Relaxed Iterative Procedure</i>	40
2.4 Horizonte Temporal	41
3 METODOLOGIA DO PLANEAMENTO DE CURTO PRAZO.....	43
3.1 Considerações gerais.....	44
3.2 Hydro Scheduling Problem.....	44
3.3 Formulação do problema	52
3.3.1 Variáveis	53
3.3.2 Restrições.....	55
3.3.3 Formulação completa do problema.....	58
3.3.4 Processo iterativo de sub-relaxação	61
4 COORDENAÇÃO CURTO – MÉDIO PRAZO.....	66
4.1 Considerações gerais.....	67
4.2 Modelização usada	69
4.3 Formulação do problema	69
4.3.1 Simplificações em relação ao HSP	69

4.3.2 Variáveis, Restrições e Função Objectivo	70
4.4 Modelização da Incerteza.....	72
5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA – CASOS DE ESTUDO.....	75
5.1 Apresentação dos Casos de Estudo	76
5.1.1 Caracterização dos Aproveitamentos Hidroeléctricos	76
5.1.2 Afluências e Preços de Mercados	79
5.1.3 Estruturação dos Testes.....	80
5.1.4 Ferramenta computacional usada.....	80
5.2 Problema com o AHMG isolado.....	81
5.2.1 Resultados do HSP para 168 horas (Curto Prazo).....	81
5.2.1.1 Teste com uma semana de um ano hidrológico seco sem restrição do volume final	81
5.2.1.2 Teste com uma semana de um ano hidrológico seco com restrição do volume final	84
5.2.1.3 Teste com uma semana de um ano hidrológico húmido com restrição do volume final ..	87
5.2.1.4 Teste do Caso de Estudo 3 com diferentes perdas de carga	91
5.2.1.5 Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção para o AHMG	91
5.2.2 Resultados do HSP para 1 ano (Médio Prazo)	92
5.2.2.1 Análise do Problema de Médio Prazo	92
5.3 Problema com o AHMP isolado.....	96
5.3.1 Resultados do HSP para 168 horas (Curto Prazo).....	96
5.3.1.1 Teste de uma semana sem restrição do volume final	96
5.3.1.2 Teste de uma semana com restrição do volume final.....	101
5.3.1.3 Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção para o AHMP	104
5.3.1.4 Efeito da Queda no Gráfico da Potência	104
5.4 Caso de Estudo – Douro Nacional Adaptado (DNA)	105
5.4.1 Resultados do HSP para 168 horas (Curto Prazo) com a cascata DNA	106
5.4.1.1 Teste com uma semana de um ano hidrológico seco com restrição do volume final	106
5.4.1.2 Teste com uma semana de um ano hidrológico médio com restrição do volume final ..	109
5.4.2 Resultados do HSP para 1 ano (Médio Prazo) com a cascata DNA.....	112
5.4.2.1 Apresentação dos Resultados	112
5.4.2.2 Análise da Convergência do Caso de Estudo 9	115
6 CONCLUSÕES	118
6.1 Análise de Resultados e Conclusões	119
6.2 Propostas de Desenvolvimento Futuro.....	121
BILIOGRAFIA.....	124
ANEXOS	129
Anexo A.....	129
Anexo A.....	130
Anexo B.....	131
Anexo C.....	132
Anexo D.....	136

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Canoagem na Albufeira de Castelo de Bode.....	9
Figura 2.1 – Estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico	22
Figura 2.2 – Novo modelo desagregado do sector eléctrico.....	24
Figura 2.3 – Funcionamento de um <i>Pool</i> simétrico (Saraiva, et al., 2002)	27
Figura 2.4 – Funcionamento de um <i>Pool</i> assimétrico (Saraiva, et al., 2002).....	28
Figura 2.5 – Funcionamento de um <i>Pool</i> simétrico ideal (Saraiva, et al., 2002)	29
Figura 2.6 – Modelo Misto de exploração do sector eléctrico (Saraiva, et al., 2002)....	31
Figura 2.7 – Comparação do Método Simplex com o Método de Pontos Interiores	37
Figura 3.1 – Visão global do <i>Hydro Scheduling Problem</i>	52
Figura 3.2 – Sistema de reservatórios em cascata	55
Figura 3.3 – Potência de turbinamento para h_{ik}^v	63
Figura 3.4 – Fluxograma correspondente ao modelo HSP de curto prazo	65
Figura 4.1 – Problema de como gerir a água de um sistema hidroeléctrico.....	67
Figura 4.2 – Coordenação entre estudos de médio prazo e curto prazo	68
Figura 4.3 – Coordenação do HSP com o modelo de médio prazo.....	72
Figura 5.1 – Cascata do Douro Nacional.....	77
Figura 5.2 – Esquema da cascata DNA usada neste trabalho.....	78

Índice de Quadros

Quadro 1.1 – Aproveitamentos Hidroeléctricos que entraram em serviço na década de 50	12
Quadro 1.2 – Aproveitamentos Hidroeléctricos realizados na década de 60	12
Quadro 1.3 – Aproveitamentos Hidroeléctricos realizados nas décadas de 70 e 80	13
Quadro 3.1 – Variáveis de decisão, de estado e parâmetros para o HSP	54
Quadro 5.1 – Características dos aproveitamentos AHMG e AHMP	76
Quadro 5.2 – Características reais dos principais dos aproveitamentos do Douro Nacional.....	77
Quadro 5.3 – Características principais dos oito aproveitamentos da cascata DNA usados neste estudo.....	79
Quadro 5.4 – Resultados finais para Caso de Estudo 1	82
Quadro 5.5 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 1.....	83
Quadro 5.6 – Resultados finais para Caso de Estudo 2	85
Quadro 5.7 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 2.....	86
Quadro 5.8 – Resultados finais para Caso de Estudo 3	89
Quadro 5.9 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 3.....	90
Quadro 5.10 – Comparação do Caso de Estudo 3 com as diferentes hipóteses para o tratamento da perda de carga	91
Quadro 5.11 – Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção, para o AHMG.	91
Quadro 5.12 – Comparação dos resultados do estudo anual do AHMG com e sem modelo de médio prazo	95
Quadro 5.13 – Resultados finais para Caso de Estudo 5	98
Quadro 5.14 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 5.....	99
Quadro 5.15 – Resultados finais para Caso de Estudo 6	102
Quadro 5.16 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 6.....	103

Quadro 5.17 – Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção, para o AHMP.	104
Quadro 5.18 – Resultados finais para Caso de Estudo 7	108
Quadro 5.19 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 7.....	108
Quadro 5.20 – Resultados finais para Caso de Estudo 8	110
Quadro 5.21 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 8.....	111
Quadro 5.22 – Resultados médios finais para Caso de Estudo 9, para a cascata DNA.	114
Quadro A. 1 – Características do AHMG e do AHMP	130
Quadro B. 1 – Características dos aproveitamentos da DNA	131
Quadro D. 1 – Resultados finais para o aproveitamento A da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	136
Quadro D. 2 – Resultados finais para o aproveitamento B da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	136
Quadro D. 3 – Resultados finais para o aproveitamento C da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	136
Quadro D. 4 – Resultados finais para o aproveitamento D da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	136
Quadro D. 5 – Resultados finais para o aproveitamento D da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	137
Quadro D. 6 – Resultados finais para o aproveitamento F da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	137
Quadro D. 7 – Resultados finais para o aproveitamento G da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	137
Quadro D. 8 – Resultados finais para o aproveitamento H da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9	137

Índice de Gráficos

Gráfico 1.1 – Principais Centrais Hidroelétricas em Portugal.....	14
Gráfico 1.2 – Impacto das energias renováveis na procura de energia primária (Fernandes, 2006).	16
Gráfico 3.1 – Potência gerada por uma central hídrica em função da queda e caudal... 47	
Gráfico 3.2 – Potência gerada por uma central hídrica em função do caudal, para diferentes valores da queda.....	48
Gráfico 3.3 – Impacto da perda de carga no valor da potência.	49
Gráfico 3.4 – Impacto da perda de carga na potência para caudais elevados.....	50
Gráfico 5.1 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 1.	82
Gráfico 5.2 – Resultados para o volume do Caso de Estudo 1.....	82
Gráfico 5.3 – Evolução do erro ao longo das iterações do Caso de Estudo 1.	83
Gráfico 5.4 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 2.	85
Gráfico 5.5 – Resultados para o volume do Caso de Estudo 2.....	85
Gráfico 5.6 – Evolução do erro ao longo das iterações do Caso de Estudo 2.	86
Gráfico 5.7 – Colocação do turbinamento e da bombagem em função dos melhores preços para o Caso de Estudo 2.	87
Gráfico 5.8 – Afluências para o Caso de Estudo 3.....	88
Gráfico 5.9 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 3.	89
Gráfico 5.10 – Resultados para o volume do Caso de Estudo 3.....	89
Gráfico 5.11 – Evolução do erro ao longo das iterações do Caso de Estudo 3.	90
Gráfico 5.12 – Afluências para o estudo do AHMG de médio prazo.	93
Gráfico 5.13 – Preços de mercado para o estudo do AHMG de médio prazo.....	93

Gráfico 5.14 – Variação do volume do AHMG para o teste do HSP de um ano sem a informação do modelo de médio prazo.	94
Gráfico 5.15 – Variação do volume do AHMG para o teste do HSP de um ano com a informação do modelo de médio prazo.	94
Gráfico 5.16 – Valor das variáveis duais da restrição de igualdade ao longo do ano, para o estudo anual do AHMG.	95
Gráfico 5.17 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 5.	97
Gráfico 5.18 – Variação do volume para o Caso de Estudo 5.	97
Gráfico 5.19 – Variação da queda para o Caso de Estudo 5.	98
Gráfico 5.20 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 5.	99
Gráfico 5.21 – Colocação do turbinamento e da bombagem em função dos melhores preços para o Caso de Estudo 5.	100
Gráfico 5.22 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 6.	101
Gráfico 5.23 – Variação do volume para o Caso de Estudo 6.	102
Gráfico 5.24 – Variação da queda para o Caso de Estudo 6.	102
Gráfico 5.25 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 6.	103
Gráfico 5.26 – Efeito da queda na potência do AHMP no Caso de Estudo 6.	105
Gráfico 5.27 – Preços de mercado usados no Caso de Estudo 7.	106
Gráfico 5.28 – Resultados para a potência de turbinamento para o Caso de Estudo 7.	107
Gráfico 5.29 – Resultados para a potência de bombagem para o Caso de Estudo 7.	107
Gráfico 5.30 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 7.	108
Gráfico 5.31 – Resultados para a potência de turbinamento colocada para uma semana húmida, para a cascata DNA.	109
Gráfico 5.32 – Resultados para a potência de bombagem colocada para uma semana húmida, para a cascata DNA.	110
Gráfico 5.33 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 8.	111
Gráfico 5.34 – Afluências correspondentes a 3 anos hidrológicos do aproveitamento A.	113

Gráfico 5.35 – Preços de Mercado correspondentes a 3 anos do Mercado Espanhol. .	113
Gráfico 5.36 – Trajectória dos volumes das 8 albufeiras, resultantes do Caso de Estudo 9.	114
Gráfico 5.37 – Evolução do erro ao longo das iterações para o caso em que o HSP não convergiu, no Caso de Estudo 9.	115
Gráfico 5.38 – Análise dos desvios na convergência da semana que não convergiu, no aproveitamento A.	116
Gráfico 5.39 – Erro na actualização da queda causado pela não convergência do HSP, para o Caso de Estudo 9.	117
Gráfico C. 1 – Colocação de potência do aproveitamento A da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	132
Gráfico C. 2 – Colocação de potência do aproveitamento B da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	132
Gráfico C. 3 – Colocação de potência do aproveitamento C da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	133
Gráfico C. 4 – Colocação de potência do aproveitamento D da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	133
Gráfico C. 5 – Colocação de potência do aproveitamento E da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	134
Gráfico C. 6 – Colocação de potência do aproveitamento F da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	134
Gráfico C. 7 – Colocação de potência do aproveitamento G da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	135
Gráfico C. 8 – Colocação de potência do aproveitamento H da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8	135

Lista de Abreviaturas

A	–	Aproveitamento Hidroelétrico A;
AHMG	–	Aproveitamento Hidroelétrico Muito Grande;
AHMP	–	Aproveitamento Hidroelétrico Muito Pequeno;
B	–	Aproveitamento Hidroelétrico B;
C	–	Aproveitamento Hidroelétrico C;
CM	–	Comercialização;
CB	–	Contratos Bilaterais;
D	–	Aproveitamento Hidroelétrico D;
DNA	–	Douro Nacional Adaptado;
E	–	Aproveitamento Hidroelétrico E;
EDP	–	Energias de Portugal;
F	–	Aproveitamento Hidroelétrico F;
G	–	Aproveitamento Hidroelétrico G;
H	–	Aproveitamento Hidroelétrico H;
HSP	–	<i>Hydro Scheduling Problem</i> ;
IF	–	Intermediação Financeira;
IPH	–	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica;
ISSO	–	Operador de Sistema;
MC	–	Mercados Centralizados;
MIBEL	–	Mercado Ibérico de Electricidade;
MSH	–	Modelo de Simulação Horária;
P	–	Produção;
RD	–	Rede de Distribuição;
REN	–	Redes de Energéticas Nacionais;
RT	–	Rede de Transporte;
SA	–	Serviços Auxiliares;
SHSP	–	<i>Simplified Hydro Scheduling Problem</i> ;
TSO	–	<i>Transmission System Operator</i> .

Lista de Símbolos

Índices

- i – índice do aproveitamento;
 k – índice do período;
 m – índice do aproveitamento a montante.

Variáveis e funções

- I – número total de centrais hidroeléctricas;
 K – número total de períodos;
 L – número total de aproveitamentos a montante de i ;
 π_k – preço de mercado na hora k ;
 Pt_{ik} – potência de turbinamento na central i , na hora k ;
 Pb_{ik} – potência de bombagem na central i , na hora k ;
 ps – penalidade atribuída aos descarregamentos;
 s_{ik} – caudal descarregado pela central i , no período k ;
 v_{ik} – volume de água na albufeira i , no período k ;
 a_{ik} – afluência natural ao reservatório i , no período k ;
 qb_{ik} – caudal bombado pela central i , no período k ;
 qt_{ik} – caudal turbinado pela central i , no período k ;
 M_i – conjunto de reservatórios que fazem ligação com o reservatório i ;
 ϕ_m – atraso para caudais turbinados do aproveitamento m até ao i ;
 λ_m – atraso para caudais descarregados do aproveitamento m até ao i ;
 ω_m – tempo de atraso para caudais bombados do aproveitamento m até ao i ;
 $vol_i^{\text{lançado min}}$ – volume lançado mínimo para a central i , em todos os períodos;
 $vol_i^{\text{lançado máx}}$ – volume lançado máximo para a central i , em todos os períodos;
 v_i^{min} – volume mínimo da albufeira i ;
 $v_i^{\text{máx}}$ – volume máximo da albufeira i ;
 qt_i^{min} – caudal turbinado mínimo da central i ;

$qt_i^{m\acute{a}x}$	– caudal turbinado máximo da central i;
qb_i^{min}	– caudal bombado mínimo da central i;
$qb_i^{m\acute{a}x}$	– caudal turbinado máximo da central i;
qtn_i	– caudal nominal de turbinamento da central i;
qbn_i	– caudal nominal de bombagem da central i;
htn_i	– queda nominal de turbinamento da central i;
hbn_i	– queda nominal de bombagem da central i;
μ_t	– rendimento de turbinamento;
μ_b	– rendimento de bombagem;
v_{iK}	– volume da última hora da central i;
vol_{iK}	– volume pretendido na central i, na última hora;
na_{ik}	– nível de armazenamento da albufeira i, no período k;
ξ_{ik}	– nível a jusante do aproveitamento i, no período k;
Δht	– perda de carga em turbinamento;
Δhb	– acréscimo de carga em bombagem;
δ_i	– coeficiente de bombagem da central i;
β	– coeficiente de perda de carga;
$\Phi_i(q_{ik}, h_{ik})$	– função da potência de uma central i dependente da queda e do caudal;
$\varphi_i(q_{ik})$	– função da potência de uma central i dependente apenas do caudal;
$\rho_i(v_{ik})$	– função curva-volume para o aproveitamento i.

CAPÍTULO

1

Introdução

“O verdadeiro sucesso é irmos do primeiro insucesso até ao próximo sem desanimar...”

Desconhecido

1.1 Considerações gerais

O estudo da optimização dos Sistemas Electroprodutores é uma das área que foi, e ainda continua a ser, uma preocupação constante por parte das empresas ligadas ao sector eléctrico, assim como dos investigadores que se dedicam a este tema.

A sua complexidade e particularidade, assim como a evidente importância da electricidade no nosso dia-a-dia, faz com que o estudo dos Sistemas Eléctricos de Energia seja uma área largamente estudada e divulgada na literatura especializada.

Porém, o aparecimento dos mercados de electricidade num sector tão tradicional como era o sector eléctrico, e as possibilidades por eles concedidas, alterou de forma radical a exploração dos Sistemas Eléctricos de Energia.

Como consequência directa surgiu a necessidade de desenvolver novas metodologias que respondam de forma eficaz às necessidades das empresas, de modo a estas, por seu lado, responderem de uma maneira eficiente este novo desafio.

Portugal é um país com uma forte componente hídrica na produção de energia eléctrica. Sendo este tipo de produção um recurso endógeno e renovável, as empresas da área têm a responsabilidade de desenvolver ferramentas capazes de otimizar o recurso água de uma forma eficiente.

A produção de electricidade através de aproveitamentos hidroeléctricos apresenta várias particularidades. A energia primária resulta das aflúncias que manifestam uma característica aleatória. Desta maneira, a produção de energia eléctrica nas centrais hídricas depende da hidraulicidade e da capacidade de armazenamento. Este facto pode levar a que essa água afluyente não fique toda disponível, pois a capacidade de armazenamento depende dos limites de operação das albufeiras, de retiradas de água para regas e consumos, caudais ecológicos, etc. Aliado a estes factores existe sempre o risco de descarregamento, pois usualmente a distribuição das aflúncias ao longo do tempo não é constante, sendo normalmente concentrada durante determinados meses. Esta particularidade leva a que parte da aflúncia seja perdida por descarregamento, devido à capacidade limitada de armazenamento. Existe também o problema da

interdependência entre diversos aproveitamentos hidroeléctricos, quando interligados numa cascata, partilhando os mesmos cursos de água.

Assim, a decisão de produzir mais electricidade a partir da energia hídrica e menos de origem térmica de modo a poupar combustível, pode resultar em custos de produção mais baixos a curto prazo, mas também pode resultar em custos de produção mais elevados a médio prazo se as afluências forem reduzidas. Em contrapartida, usar mais intensamente produção térmica pode resultar em descarregamentos nas albufeiras e conseqüente perda de energia. Desta maneira, pode ser formulado nesta área um problema de optimização: como realizar a gestão de um conjunto de aproveitamentos hidroeléctricos, tendo em conta o novo paradigma de exploração dos sistemas eléctricos, os mercados de electricidade.

Além da gestão operacional, é também importante realizar estudos de optimização para um ano completo, estimando a remuneração anual prevista dos aproveitamentos hidroeléctricos. Assim, é possível avaliar economicamente novas centrais a construir, reforços de potência ou reequipamentos de centrais já existentes. A dificuldade do problema aumenta quando integramos os mercados de electricidade.

O presente trabalho pretende, de alguma maneira, dar um contributo nas áreas identificadas nos parágrafos anteriores.

1.2 Objectivos e campo de aplicação

Este trabalho tem como principal objectivo a implementação de uma ferramenta computacional que realize o planeamento operacional horário (até uma semana) de uma cascata de aproveitamentos hidroeléctricos, considerando a não linearidade do efeito da queda, em ambiente de mercado, e calculando a remuneração prevista. O método de optimização será baseado num modelo iterativo proposto em (García-González, et al., 2003), onde se pretende acrescentar a possibilidade de bombagem. A aplicação a desenvolver constituirá uma ferramenta para o planeamento da operação de curto prazo.

Outro dos objectivos a atingir corresponde à proposta de um método de coordenação do planeamento operacional (curto prazo) com o planeamento a um ano (médio prazo), para estimar a remuneração anual prevista das centrais hídricas. Este modelo poderá constituir uma ferramenta de apoio ao planeamento para avaliação de novas centrais, assim como possíveis reforços.

A aplicação desenvolvida permite realizar a optimização de uma cascata de centrais hídricas, tendo em conta os seguintes factores:

- efeito não linear da relação queda, caudal e potência;
- influência da interligação das centrais na mesma cascata;
- inclusão de grupos reversíveis com bombagem;
- inclusão de mais do que um grupo para cada albufeira;
- as centrais hídricas são encaradas como “*price takers*” considerando-se que os preços de mercado são dados de entrada.

A optimização dos sistemas hídricos assume cada vez mais importância para as empresas produtoras de energia eléctrica, pelo valor económico que pode acrescentar, podendo representar poupanças volumosas quando a exploração é realizada de forma óptima. Existe assim grande interesse no desenvolvimento de melhores ferramentas computacionais que contribuam tecnicamente para ocorrer uma aproximação de decisões óptimas.

O principal campo de aplicação deste método ocorre na ajuda à decisão em empresas que possuam centrais hídricas e que tenham de fazer as suas ofertas em mercados de electricidade. Desta maneira, a complexidade e especificidade destes problemas, a necessidade das empresas operarem a um nível de eficiência máxima, a escassez dos recursos naturais que cada vez mais se tem evidenciado, assim como as preocupações ambientais constituem factores motivadores para o estudo do problema, com vista a atingir uma maior racionalidade nas decisões.

1.3 Enquadramento geral

1.3.1 O produto Electricidade

A energia eléctrica é indiscutivelmente um dos produtos mais importantes no nosso quotidiano encontrando-se presente nas nossas habitações, indústrias, hospitais, escolas, etc. Como consequência, a produção, transporte e distribuição de electricidade constitui um dos serviços com maior importância para o nosso bem estar, assim como para o nosso desenvolvimento. Por isso mesmo, é exigido ao sector eléctrico um elevado nível de segurança, qualidade e altos graus de fiabilidade, devido ao impacto económico e social que tem numa sociedade moderna.

Mas a electricidade é um produto com características muito especiais e que o diferenciam de todos os outros:

- não tem a capacidade de ser directamente armazenada, pelo que a oferta deve igualar exactamente a procura em cada instante;
- não circula pelos percursos mais desejáveis, ao contrário de outro bens. A energia eléctrica circula nas linhas e noutros componentes eléctricos respeitando leis físicas rígidas, as Leis de Kirchoff;
- a sua procura, expressa pelo diagrama de carga, varia diariamente, semanalmente, mensalmente e até de ano para ano consoante os ciclos económicos e meteorológicos;
- a potência instalada, quer de produção quer de transmissão, necessária para fazer face aos períodos de maior consumo (ponta), fica sub utilizada nos períodos de menor consumo (vazio). Este efeito, aliado às restrições técnicas, resulta num problema de exploração;
- existe a necessidade da presença de serviços auxiliares de sistema, assegurando a regulação de frequência e controlo de tensão, bem como a diversos níveis de reservas para o correcto funcionamento do sistema;
- exige a necessidade de possuir potência excedentária para compensar quer aumentos do lado da procura, quer flutuações do lado da produção, como por exemplo,

energias renováveis sujeitas a uma volatilidade do recurso primário ou saídas de serviços de grupos produtores.

Por todas as razões mencionadas, a optimização de sistemas eléctricos de energia, assim com o funcionamento dos mercados de electricidade, apresentam características muito especiais que nunca podem ser negligenciadas.

1.3.2 Energia Hidroelétrica

A Energia Hidroelétrica corresponde essencialmente à transformação da energia potencial da água em electricidade. A água de um rio pode ser acumulada num reservatório através de uma barragem, que normalmente se chama albufeira. Quando se quer produzir energia eléctrica, encaminha-se a água do reservatório, por efeito da gravidade, através de um circuito hidráulico para a central eléctrica onde estão instaladas uma ou mais turbinas. A energia potencial armazenada na água da albufeira transforma-se assim em energia cinética, devido à velocidade que a água adquire na queda. As turbinas, cujas pás são impulsionadas pelo movimento da água, são máquinas que transformam essa energia cinética em energia mecânica que, por sua vez, actua sobre um gerador eléctrico que transforma a energia mecânica em energia eléctrica.

Todo este processo de conversão da energia potencial da água armazenada num reservatório em energia eléctrica corresponde ao que vulgarmente se denomina de Produção Hidroelétrica. O conjunto constituído pela albufeira, central eléctrica e barragem denomina-se normalmente de Aproveitamento Hidroelétrico, ou usualmente conhecido como Central Hídrica.

A sua classificação, segundo as características das centrais hídricas e a sua capacidade de armazenamento, é realizada normalmente da seguinte forma:

- aproveitamentos a fio-de-água – centrais hídricas com pequena capacidade de armazenamento, que aproveitam a afluência natural dos cursos de água para produzir energia;

- aproveitamentos de albufeira – este tipo de centrais permite o armazenamento das aflúências naturais, para posteriormente colocar a sua potência em horas mais favoráveis. Estes aproveitamentos apresentam maior capacidade de valorização da sua energia, quando comparados com as centrais a fio-de-água;
- aproveitamentos de albufeira com bombagem – estas são as centrais hídricas mais rentáveis, pois permitem enviar ou reenviar água para a sua albufeira, de forma a ter sempre capacidade de produção disponível. Uma central com bombagem, desde que disponha de água a jusante, não precisa de aflúências naturais para funcionar. Normalmente, estes aproveitamentos são denominados de centrais com grupos reversíveis.

Tendo em conta a configuração hidráulica do sistema produtor, pode também ser considerada a classificação seguinte:

- cascata – quando os aproveitamentos estão interligados nos mesmos cursos de água, sendo o caudal turbinado, bombado e o descarregamento aflúências do aproveitamento imediatamente a jusante;
- independentes – quando estão isolados hidraulicamente, apenas interligados do ponto de vista eléctrico.

Portugal é um país que possui uma forte componente hidroeléctrica. Em 2006, cerca de 10 204 GW.h do total da produção foram gerados em aproveitamentos hidroeléctricos, o que correspondeu a cerca de 21 % da energia eléctrica produzida (fonte: www.ren.pt).

A produção de energia eléctrica nas centrais hídricas apresenta alguns aspectos muito característicos e mais ou menos complexos. Em primeiro lugar, uma vez que a energia primária provém da energia potencial gravítica da água, a produção depende da hidraulicidade. Esta é normalmente expressa pelo denominado Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica (IPH). Se este coeficiente for 1, corresponde a um ano de aflúências médias. Em 2004 (correspondente a um ano seco) as centrais hídricas foram responsáveis por cerca de 9 216 GW.h (20 % da produção total proporcionado por um ano com IPH de 0,53). Se analisarmos o ano de 2003, a produção hídrica correspondeu a 14 670 GW.h, isto é a 34 % da geração total. Foi um ano que apresentou um IPH de

1,53 (fonte: www.ren.pt). Este factor é decisivo para os aproveitamentos hidroeléctricos, pois a sua gestão é fortemente dependente desta condição.

Outra particularidade resulta do facto de ser possível armazenar energia nos aproveitamentos hidroeléctricos, sob a forma de energia potencial. No limite, se tivéssemos uma albufeira suficientemente grande em termos de volume, poderíamos armazenar a água e utilizá-la ao longo de um largo período, fazendo por exemplo uma gestão inter-anual. Na prática, isso não é verdade para a maioria das nossas albufeiras, onde a capacidade de armazenamento é limitada. Em Portugal, apenas o Alto Rabagão, um aproveitamento hidroeléctrico da cascata do Cávado, tem a possibilidade de fazer armazenamento de uns anos para outros. O armazenamento é mais efectivo, se uma central possuir bombagem.

A bombagem corresponde à transferência de água de uma albufeira a jusante para outra a montante, e constitui um dos processos mais importantes para os aproveitamentos hidroeléctricos nos dias de hoje, quando disponível. Desta maneira, é possível bombear água nas horas em que os preços estão mais baixos, armazenando-a, para depois a turbinar nas horas de ponta, a preços mais elevados. Este procedimento, se a relação de preços entre a ponta e a base o permitir, pode fazer com que uma central tenha um consumo em bombagem superior à sua produção bruta mantendo-se ainda assim, um elevado interesse económico.

Uma das principais características das centrais eléctricas está associada ao facto de a potência por elas gerada apresentar uma relação não linear, dependendo da queda e do caudal turbinado. Embora seja possível considerar aproveitamentos que apresentem uma queda constante, isso pode não ser totalmente correcto quando falamos de centrais em que a potência é muito sensível com a variação da queda, como por exemplo as do Douro Nacional, uma vez que apresentam volumes de albufeira muito pequenos, de que resultam grandes variações de queda.

A energia hidroeléctrica apresenta inúmeras vantagens, assim como alguns aspectos negativos. É uma fonte renovável, endógena e com excelentes características que são benéficas para a rede eléctrica. Este tema é abordado no ponto 1.3.2.1.

1.3.2.1 Importância da gestão dos Recursos Hídricos

Poucos são os outros recursos essenciais à vida restritos por limites de disponibilidade tão definidos como os recursos hídricos. Com a evolução da população mundial, a disponibilidade média de água potável e renovável por habitante tem vindo a diminuir, o que se reflecte sobre a saúde e os padrões de qualidade de vida.



Figura 1.1 – Canoagem na Albufeira de Castelo de Bode.

A água constitui um recurso natural que o homem utiliza em seu favor para vários fins – abastecimento doméstico de água potável, utilização industrial, produção de energia hidroeléctrica, irrigação de campos agrícolas, actividades recreativas e culturais, entre outros. Destas diversas aplicações resultam efeitos que podem ser de diferente natureza, sendo que algumas das utilizações implicam o consumo de uma certa quantidade de água que não é directamente restituída às fontes de abastecimento iniciais, como por exemplo o abastecimento urbano e a irrigação. Outras utilizações podem não implicar redução da quantidade de água, mas apenas a deterioração da sua qualidade ocasionada pela poluição, como por exemplo a resultante do abastecimento a certas indústrias. Outras ainda, como a produção de energia hidroeléctrica, não causam praticamente prejuízo nem na quantidade nem na qualidade do recurso utilizado.

A disponibilidade dos recursos hídricos assume assim uma grande importância, particularmente em áreas localizadas próximo dos grandes centros urbanos, onde o risco de escassez em períodos de estiagem pode levar a conflitos de uso, interferindo negativamente no desenvolvimento regional. É igualmente importante não esquecer os aspectos relacionados com os excessos de água, como é o caso das cheias, principalmente em zonas densamente povoadas.

A construção de aproveitamentos hidroeléctricos, para além da produção de energia eléctrica a partir de uma fonte renovável e endógena, possibilita amenizar os problemas atrás referidos, através de um controlo mais eficiente de cheias, criando albufeiras que podem ser utilizadas para fins múltiplos e, acima de tudo, permite uma melhor gestão deste recurso cada vez mais escasso. Mas, como todas as grandes obras, a construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos tem grandes impactes ambientais que são sempre necessários ter em conta, nomeadamente a interrupção dos cursos de água, e a inundação de largas áreas de terreno. Em termos de custos, são obras com um elevado investimento.

Além do que já foi referido, os aproveitamentos hidroeléctricos apresentam também grandes vantagens para a operação do Sistema Electroprodutor, pois são caracterizados por uma grande fiabilidade e disponibilidade, assim como uma enorme flexibilidade em termos de exploração. Sendo centrais que entram rapidamente em serviço, permitem apoiar os picos do diagrama de carga, reduzindo a mobilização de outros centros produtores com encargos variáveis mais elevados.

O uso da bombagem é também uma vantagem, pois permite suavizar o diagrama de cargas, consumindo energia nas horas de vazio. Outro aspecto importante tem a ver com a produção de base eólica, que é caracterizada por uma grande volatilidade e que tem tido uma penetração nas redes eléctricas cada vez maior. As centrais hídricas podem constituir uma reserva importante para facilitar a elevada penetração de fontes de energia renovável deste tipo, garantindo um maior nível de segurança, dada a sua rapidez de resposta.

1.3.2.2 A Hidroelectricidade em Portugal – passado, presente e o futuro

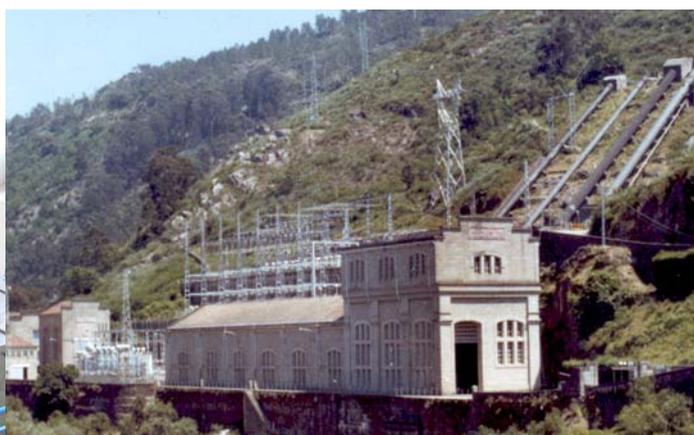
Do séc. XIX aos anos 50

A primeira construção em Portugal com o objectivo de aproveitar a energia potencial da água para a conversão em energia eléctrica remonta aos finais do séc. XIX. Terá sido por volta de 1894, que a Companhia Eléctrica de Vila Real concluiu num dos afluentes do rio Douro, o rio Corgo, um açude que alimentava uma central equipada com uma turbina de 160 HP de potência, para uma queda de 25 m e um caudal de 160 l/s.

A segunda execução de um aproveitamento hidroeléctrico terá pertencido à Sociedade de Electricidade do Norte de Portugal, tendo sido realizada entre os anos 1895 e 1896 com o objectivo de explorar o serviço de iluminação pública em Braga. Esta central, localizada no rio Cávado, estava equipada com 3 turbinas de 125 HP, acopladas a alternadores de 95 kVA e aproveitava a energia de uma queda de 4 m.

Até à década de 50, continuaram a ser construídos vários aproveitamentos, mas eram na sua grande maioria de pequena dimensão destinados a alimentar consumos regionais. São exemplo os aproveitamentos de Riba Côa com 105 kW no rio Côa (1906), Lindoso no rio Lima com 7,5 MW (1922) ou Bruceira no rio Niza com 1,8 MW (1929) (REN, 2002).

Figura 1.2 – Francis horizontal da central de Bruceira em baixo e Central do Lindoso à direita.



Fonte: EDP Produção

Estas construções totalizaram perto de 150 MW e mais de 150 hm³ de armazenamento útil, e eram caracterizadas por um custo de construção elevado.

A década de 50

Foi a partir do início desta década que, em resultado de decisões políticas, se começaram a construir os centros produtores hidroeléctricos de grande dimensão nas principais bacias portuguesas. Durante os anos 50, realizaram-se as principais construções nas bacias do Cávado e do Zêzere. No final da década iniciou-se também o

desenvolvimento da bacia do Douro. O Quadro 1.1 apresenta dados referentes ao sistema produtor hídrico na década de 50.

Ano de entrada em serviço	Aproveitamento	Rio	Potência (MW)
1951	Castelo Bode	Zêzere	139
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15
	Belver	Tejo	32
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	97
1955	Cançada	Cávado	60
	Bouçã	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Inter.	180
1960	Miranda	Douro Inter.	174

Fonte: (REN, 2002)

Quadro 1.1 – Aproveitamentos Hidroelétricos que entraram em serviço na década de 50.

A década de 60 inicia uma nova fase na evolução do sistema electroprodutor Português. Neste período, o elevado crescimento dos consumos justifica a entrada em serviço de dois grupos térmicos de grande dimensão: 2 x 50 MW a carvão nacional na Tapada do Outeiro e 2 x 125 MW a fuelóleo no Carregado. Este facto leva a que o investimento em novas centrais hídricas seja substancialmente menor, apenas entrando em serviço 3 centros produtores neste período, tal como se refere no Quadro 1.2.

Ano de entrada em serviço	Aproveitamento	Rio	Potência (MW)
1964	Bemposta	Douro Inter.	210
	Alto Rabagão	Rabagão	72 (*)
1965	Vilar-Tabuaço	Távora	64

Fonte: (REN, 2002)

(*) – Grupo Reversível

Quadro 1.2 – Aproveitamentos Hidroelétricos realizados na década de 60.

As décadas de 70 a 90

Nos anos 70 e 80, a procura de electricidade intensifica-se ainda mais, sendo necessário a construção de novos centros produtores térmicos, com cada vez maior dimensão. O desenvolvimento económico e a electrificação do país fazem com que seja necessário entrar em serviço 4 x 125 MW no Carregado, 4 x 250 MW em Setúbal e 4 x 300 MW em Sines, estes últimos já de carvão importado, havendo assim uma diversificação das fontes energéticas. Paralelamente, verifica-se uma retoma do plano hidroeléctrico com especial atenção nas bacias do Douro e Mondego. Assim, entraram ainda em serviço os aproveitamentos apresentados no Quadro 1.3.

Ano de entrada em serviço	Aproveitamento	Rio	Potência (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 (*)
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro Nac.	186
1985	Crestuma	Douro Nac.	105
1987	V. das Furnas II	Homem	74 (*)
1988	Torrão	Tâmega	146

Fonte:(REN, 2002)

(*) – Grupo Reversível

Quadro 1.3 – Aproveitamentos Hidroeléctricos realizados nas décadas de 70 e 80.

A década de 90, ao nível do parque térmico, fica marcada pelas entradas em serviço da central do Pego e da primeira central de ciclo combinado a gás natural na Península Ibérica, mais propriamente na Tapada do Outeiro, TURBOGAS. Entra também em serviço em 1992 aquela que ainda hoje é a maior central hidroeléctrica em Portugal (em termos de potência instalada), o Alto Lindoso com 630 MW bem como a nova central de Miranda com um reforço de 189 MW em 1995.

A partir de 1995 e até ao final de 2005, apenas duas novas centrais hidroeléctricas foram realizadas: o Alqueva em 2004 e Venda Nova 2 em 2005. Estes dois últimos anos ficam também marcados pela entrada em serviço da primeira central portuguesa planeada para

funcionar em regime de mercado, a Central Termoeléctrica do Ribatejo com dois grupos em 2004 e um terceiro em 2005. Esta central dispõe de grupos a gás natural com ciclo combinado de 392 MW.

De seguida, o Gráfico 1.1 resume os principais centros produtores hídricos que entraram em serviço em Portugal até 2005 (Machado, 2006).

Evolução da Potência Hidroeléctrica Instalada

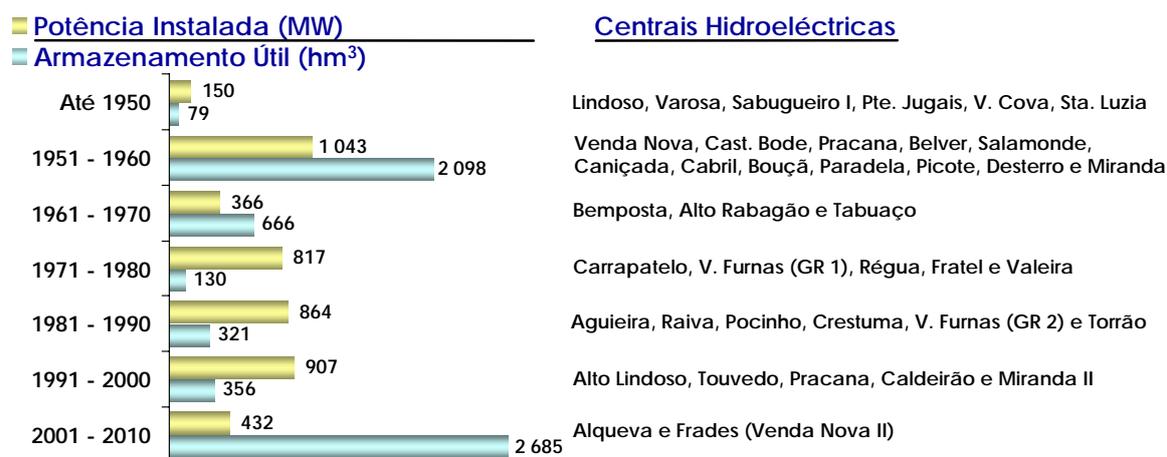


Gráfico 1.1 – Principais Centrais Hidroeléctricas em Portugal.

O presente e futuro

Actualmente (até ao final de 2005), a potência hidroeléctrica instalada em Portugal era de 4 910 MW, representando cerca de 39 % do total do sistema produtor, sendo 4 580 MW em 35 aproveitamentos com potência superior a 10 MW (todos pertencentes à EDP, com excepção do Alqueva) e os restantes 330 MW em 311 aproveitamentos com potência até 10 MW, dos quais a EDP possui 24, detendo 20 % da referida potência (REN, 2002).

Apesar de Portugal ser um país com uma elevada produção hidroeléctrica, ainda tem cerca de 35 % do potencial hídrico por aproveitar. Desta forma, estão em estudo diversos aproveitamentos hidroeléctricos dos quais se destacam os aproveitamentos na cascata do Douro Nacional, nomeadamente a construção do Baixo Sabor e Foz Tua, e os reforços em Picote e Bemposta (no caso de Picote os trabalhos já estão em execução). A produção previsível destes aproveitamentos totaliza cerca de 1 000 GW.h num ano de

hidraulicidade média representando um investimento de aproximadamente 850 M€ (Silva, et al., 2005) a preços de 2005.

O aproveitamento do Baixo Sabor, cuja entrada em serviço está prevista em 2011, ficará localizado na parte final do Rio Sabor e será constituído por 2 escalões: um escalão principal a montante e um contra-embalse a jusante, que servirá para regularizar os caudais turbinados do escalão principal e permitir a bombagem de água do rio Douro. Ambas as centrais serão equipadas com grupos reversíveis que, devido às suas características, permitirão uma melhor optimização da cascata do Douro, representando uma importante reserva de energia. Este aproveitamento terá uma potência total de 170 MW, com uma produtividade anual líquida, em ano médio, de 230 GW.h.

O aproveitamento de Foz Tua ficará localizado no rio Tua e terá um total de 208 MW para uma produção líquida anual de 348 GW.h. Este aproveitamento constituirá uma importante construção para melhorar a gestão da cascata do Douro (Machado, 2006). Tal como já foi mencionado, para além destas novas construções, estão previstos os reforços de potência das centrais de Picote e Bemposta, que totalizarão um acréscimo na produção anual média de aproximadamente 395 GW.h.

1.3.3 Novo Paradigma Energético: Energias Renováveis e Mercados de Electricidade

Energias renováveis...

Actualmente, todos nós conhecemos a dependência global que todos os países têm dos combustíveis fósseis, sendo o caso mais gravoso a dependência do petróleo. Basta dizer que para construir uma bicicleta são necessários em média 5 barris de petróleo (em energia equivalente). No caso da União Europeia verifica-se ainda que os fornecimentos de energia estão em elevada percentagem dependentes de países externos à União.

Este facto deve-se essencialmente às fracas políticas de valorização dos recursos renováveis e endógenos que se verificaram ao longo dos últimos anos, e à incapacidade de implementar uma estratégia de eficiência na utilização dos recursos.

Em Portugal, a procura de electricidade tem tido um crescimento anual de cerca de 4 %, oscilando nos últimos 10 anos entre valores superiores a 5 % e valores de cerca de 2 %. Em 2025, será necessário uma elevada potência instalada para a satisfação desse consumo. Cabe agora ao país organizar a sua resposta à evolução esperada dos consumos, tendo sempre em conta a segurança de abastecimento, e a autonomia em termos energéticos.

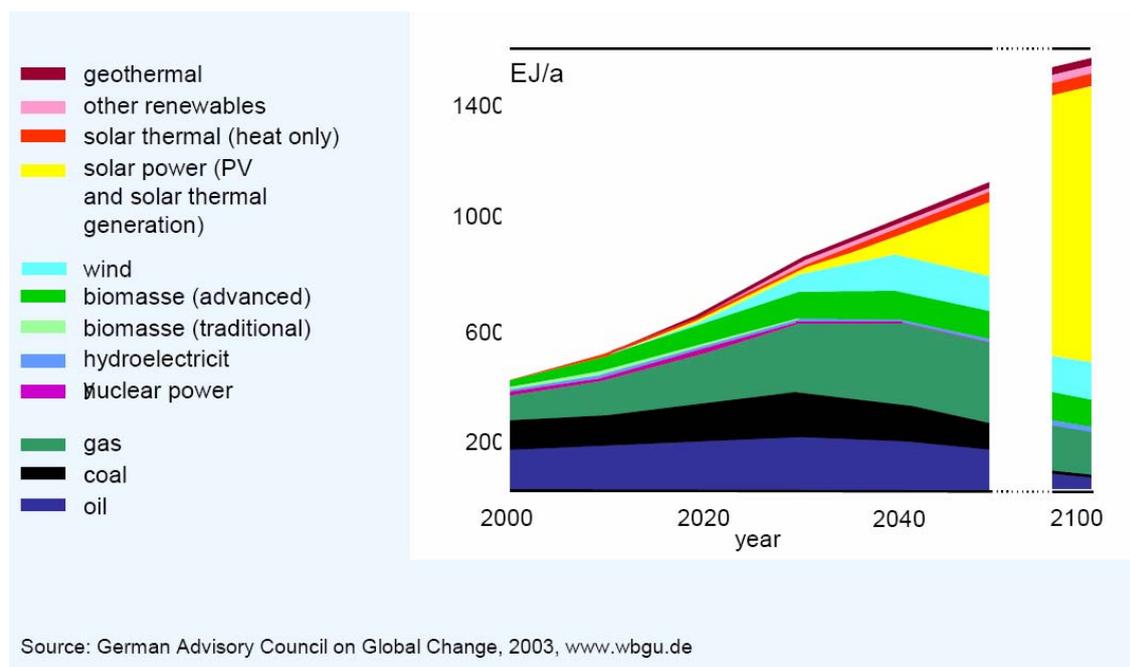


Gráfico 1.2 – Impacto das energias renováveis na procura de energia primária (Fernandes, 2006).

O aproveitamento das energias endógenas e renováveis, assim como a eficiência energética, revelam-se tarefa principal numa qualquer política energética que se discuta. Assim sendo, será necessário estarmos preparados para os novos desafios que nos esperam nos próximos anos. A elevada penetração de energias renováveis nas redes eléctricas, e a transição para uma produção descentralizada, exigirá novas ferramentas e novos métodos para a exploração do sistema eléctrico. Veja-se o caso da energia eólica que, devido às suas características de intermitência e resposta dinâmica muito exigente, principalmente ao nível dos curto-circuitos, levou a um desenvolvimento de tecnologia e instrumentos computacionais que permitem nos dias de hoje a sua integração na rede.

Mercados de Electricidade...

Tal como está referido na Resolução de Conselho de Ministros n.º. 169/2005, a estratégia nacional para a energia passa também pela liberalização dos mercados de electricidade, gás natural e combustíveis líquidos. Esta visão, partilhada já por muitos países, implica que existe a possibilidade de escolher livremente os fornecedores em detrimento das estruturas monopolistas e verticalmente integradas. Este tipo de procedimentos de mercado tem vindo a ser progressivamente introduzido em Portugal no decorrer da última década.

Neste âmbito, o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, sendo um passo importante para a construção do mercado interno europeu de electricidade. Assim, passa a ser possível a qualquer consumidor de electricidade na Península Ibérica, adquirir energia eléctrica a qualquer produtor ou comercializador que actue no espaço ibérico, em regime livre de concorrência. Trata-se de uma iniciativa de grande alcance que trará novos desafios e oportunidades, e estimulará a inovação do sector eléctrico.

E é neste ponto que aflora este novo paradigma para um sector que sempre foi muito tradicional – o sector da electricidade, e que é um dos principais vectores energéticos da sociedade moderna. A introdução das energias renováveis e a produção descentralizada, assim como os mercados de energia eléctrica constituem os principais desafios com que se defrontam actualmente todos os que trabalham nesta área.

1.4 Organização do texto

Este documento está organizado em seis capítulos. No presente Capítulo, Introdução, descreve-se de uma forma sucinta os objectivos do trabalho, a motivação e campo de aplicação, a estruturação da tese e, por fim, apresenta-se um enquadramento geral em que são expostos os aspectos essenciais relacionados com o tema desta tese, assim como uma breve apresentação da situação da hidroelectricidade em Portugal.

No segundo Capítulo, Estado da Arte, descreve-se a visão da actual situação dos sistemas eléctricos de energia, mais exactamente sobre a reestruturação dos mercados de

energia eléctrica e as ferramentas mais usadas na optimização de sistemas hidroeléctricos.

Os terceiro e quarto Capítulos atingem o tema central desta tese, a optimização de sistemas hidroeléctricos em ambiente de mercado. No terceiro, apresenta-se o modelo de optimização escolhido assim como a sua formulação e descrição pormenorizada, tendo em vista o planeamento operacional até uma semana. No quarto Capítulo, apresenta-se o modelo de médio prazo (um ano), que tem como função principal fornecer indicadores ao modelo de curto prazo, fazendo a ligação entre os dois horizontes temporais.

O quinto Capítulo apresenta resultados de alguns casos de estudo. Os testes foram realizados, em primeiro lugar, para dois aproveitamentos hidroeléctricos isolados e individualmente, com dados reais baseados em duas centrais hídras da EDP Produção, uma com uma grande albufeira e pequena queda, e outra com pequena albufeira e grande queda. De seguida, o modelo é aplicado a uma cascata de oito aproveitamentos, baseada no Douro Nacional, incluindo dois aproveitamentos que ainda não entraram em serviço. Apresenta-se aqui também uma comparação dos resultados do primeiro teste (aproveitamentos isolados), com um dos modelos usados pela EDP Produção.

Finalmente, no Capítulo 6 expõe-se uma síntese do estudo realizado, apresentando-se as principais conclusões que se atingiram com a realização deste trabalho. Apontam-se ainda algumas propostas de melhoria futuras, assim como as principais direcções de investigação para o desenvolvimento deste trabalho.

O trabalho, a finalizar, inclui quatro anexos que contêm dados referentes aos Casos de Estudo analisados bem como diversos resultados obtidos.

CAPÍTULO

2

O Estado da Arte

“Não há melhor fragata que um livro para nos levar a terras distantes...”

Emily Dickinson

2.1 Considerações gerais

A optimização em Sistemas Eléctricos de Energia tem ganho novos motivos de interesse com as reestruturações operadas nos diversos países. O aparecimento dos mercados de electricidade, bem como a necessidade de as empresas operarem a um nível de eficiência máxima de modo a serem competitivas, fez com que novos problemas tenham surgido, assim como a carência de aplicações computacionais que satisfaçam essa necessidade.

Os estudos de decisão e optimização em Sistemas de Energia Eléctrica têm sido objecto de análise há várias décadas devido à sua complexidade e diversidade, e aos benefícios económicos que daí resultam.

Antes da crise petrolífera de 1973, a indústria de produção de electricidade apresentava uma grande fiabilidade devido à sua grande redundância e um baixo custo de produção resultante dos preços baixos dos combustíveis. Com os choques petrolíferos, foi impossível manter este nível de redundância devido aos fortes crescimentos dos custos de construção e operação das unidades produtoras de energia eléctrica. Desta maneira, a minimização dos custos de operação dos sistemas de energia, mantendo sempre um elevado padrão de qualidade de serviço, tornou-se na principal prioridade.

Com o desenvolvimento dos mercados de electricidade e com a possibilidade de concorrência, as empresas têm hoje em dia de encarar os seus investimentos com uma maior racionalidade, quer maximizando os seus recursos, quer optimizando os seus investimentos sempre com o objectivo de maximizar as receitas. Assim sendo, o recurso a ferramentas matemáticas e computacionais tem sido cada vez mais comum, pois o nível de complexidade dos problemas ultrapassa largamente o empirismo e a capacidade humana.

2.2 Reestruturação do Sector Eléctrico

2.2.1 O Passado

Desde o início da sua actividade, os sistemas de produção de energia eléctrica, bem como o seu transporte e distribuição têm sofrido diversas transformações. Devido ao facto de os valores do consumo de electricidade serem relativamente baixos, e as tecnologias de produção estarem ainda pouco desenvolvidas, o sistema electroprodutor era caracterizado no seu início por pequenas redes isoladas com potências relativamente baixas (Alberto, 2002).

À medida que os consumos foram aumentando, surgiu a necessidade de recorrer a novos centros produtores (a maior partes das vezes localizados longe dos centros de consumo), assim como a uma rede de transporte de cada vez maior dimensão. Todo este processo foi seguido de uma progressiva interligação dos vários sistemas eléctricos nacionais, de modo a obter uma maior segurança e estabilidade na exploração dos sistemas de energia eléctrica (Saraiva, et al., 2002).

Ao nível da propriedade das estruturas do sector eléctrico verificavam-se algumas diferenças nos vários países, alguns com organizações privadas, outros com estruturas de serviço público. Em Portugal e até 1975, o sector eléctrico encontrava-se organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Em 1975 ocorreu a nacionalização e integração vertical deste sector com a criação da EDP. Noutros países como Espanha, o sector eléctrico manteve-se organizado em diversas empresas privadas que actuam na produção, transporte e distribuição em diferentes regiões (Saraiva, et al., 2002). Um caso muito particular verificava-se na União Soviética, onde o sector era administrado por um ministério próprio e caracterizado pela ausência de tarifas e contadores, pois a electricidade era distribuída gratuitamente (Alberto, 2002).

No entanto, pode-se afirmar que, apesar das diversas variantes, todas as estruturas eram caracterizadas pela existência de monopólios verticalmente integrados, onde as empresas integravam as áreas desde a produção até ao relacionamento com o consumidor final. Nos países em que existiam várias empresas, estas actuavam em diferentes áreas geográficas, não havendo qualquer competição, pois cada empresa

possuía o seu conjunto de clientes cativo. A Figura 2.1 ilustra a estrutura verticalmente integrada e monopolista que caracterizava o sector eléctrico (Saraiva, et al., 2002).

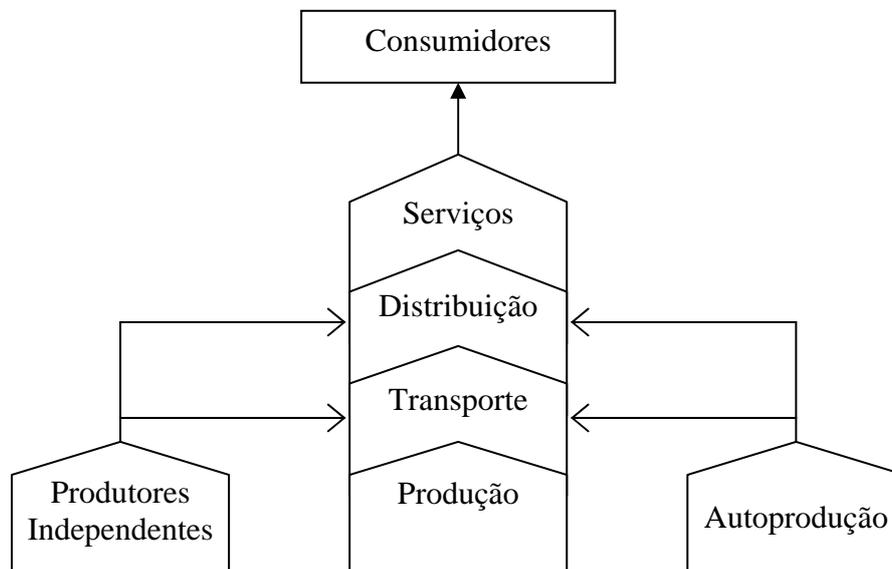


Figura 2.1 – Estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico.

Esta situação, considerada a melhor forma de organização do sector eléctrico na altura, manteve-se durante muitos anos. Mas este tipo de estrutura empresarial tinha diversas implicações:

- os consumidores não tinham qualquer possibilidade de escolher os seus fornecedores;
- os preços da electricidade resultavam de processos de regulação muitas das vezes pouco claros;
- havia pouca ênfase no controlo dos custos;
- este ambiente em que o risco não era elevado levava muitas vezes a sobredimensionamentos de equipamentos que originava grandes economias de escala.

Todos estes factores, aliados à crise económica de 1973, tornaram-se nos principais detonadores da inadiável reestruturação verificada no sector eléctrico nos últimos anos, isto é o surgimento dos mercados de electricidade.

2.2.2 Mercados de Electricidade

2.2.2.1 Razões que motivaram a mudança

Até à crise petrolífera de 1973, o ambiente económico era muito estável traduzindo-se na presença de poucos factores de risco nas diversas actividades económicas, especialmente no sector eléctrico. O crescimento dos consumos era estável, e os baixos custos dos investimentos permitiam a existência de grandes economias de escala.

Mas a partir dos anos 70, o ambiente económico mudou muito rapidamente, assim como o enquadramento geral do sector eléctrico. A crise petrolífera de 1973, as elevadas taxas de juro e inflação, a evolução menos previsível dos consumos de energia eléctrica e as crescentes preocupações ambientais foram os principais factores responsáveis pela modificação da conjuntura económica.

Não alheio a esta circunstância, o modelo monopolista e verticalmente integrado do sector eléctrico começou a ser colocado em causa. Esta contestação pode ser fundamentada pelos seguintes factores (Saraiva, et al., 2002):

- insatisfação dos consumidores que muitas vezes pagavam preços de electricidade excessivamente superiores aos custos de produção;
- liberalização de outras actividades tais como os telefones, aviação e gás;
- liberalização do comércio mundial em geral;
- a evolução tecnológica permitiu que fosse possível desencadear o processo de reestruturação, no sentido em que tornou viável a interligação dos diversos sistemas através de redes de transporte mais eficientes e o aparecimento de centrais a gás natural com custos inferiores a outras tecnologias e menores tempos de construção;
- o aparecimento de novas ferramentas e modelos que permitiram uma maior eficiência nos processos de reestruturação, nomeadamente no apoio aos mercados de electricidade.

Dados estes factores, uma nova forma de encarar o fornecimento de electricidade começou a ser desenvolvida, surgindo assim as primeiras experiências de liberalização

do sector eléctrico com o objectivo de minimizar o descontentamento dos agentes envolvidos, através da promoção de concorrência e redução de custos.

A primeira experiência de liberalização surgiu no Chile em 1979, mas só alguns anos depois na década de 90, é que este processo começou a acelerar de uma forma mais acentuada. Destas experiências, destacam-se Inglaterra em 1990, *NordPool* em 1996 com a Suécia e a Noruega, posteriormente alargado à Dinamarca e Finlândia, e mais na actualidade o MIBEL, envolvendo Portugal e Espanha.

2.2.2.2 Novas Estruturas e o Modelo Desagregado

Para que seja possível uma correcta implementação da liberalização do sector eléctrico são necessárias significativas modificações do sistema tradicional. Neste contexto, a energia eléctrica passa a ser considerada como um produto cujo fornecedor pode ser escolhido, dentro de determinadas regras. Deve notar-se que o produto electricidade tem particularidades de transporte e armazenamento que são regidas pelas Leis de Kirchoff que não se compadecem com as regras do mercado, influenciando fortemente a exploração dos sistemas eléctricos.

As empresas fornecedoras são encaradas como prestadoras de serviços e a rede corresponde ao local físico onde se estabelece o mercado de electricidade. Para que todo este sistema funcione correctamente é necessário existirem entidades independentes de regulação e controlo. A reestruturação do sector eléctrico originou a desverticalização das companhias tradicionais e a criação de uma estrutura desagregada onde vários agentes participam. A Figura 2.2 apresenta o novo modelo do sector eléctrico (Saraiva, et al., 2002).

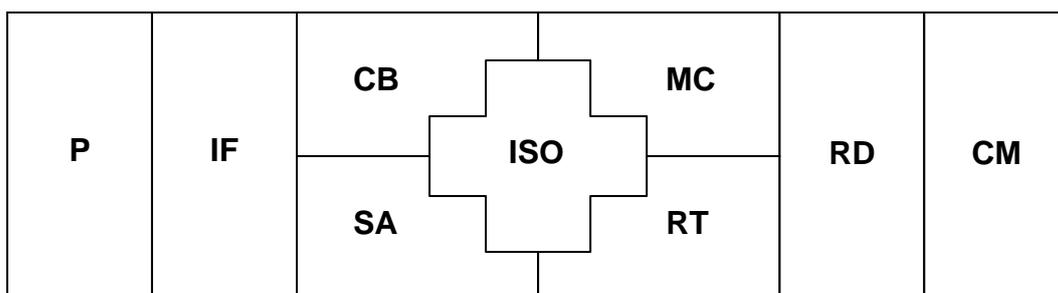


Figura 2.2 – Novo modelo desagregado do sector eléctrico.

Nesta Figura pode-se observar a existência de actividades fortemente competitivas: Produção (P), Intermediação Financeira (IF) e a Comercialização (CM). A par destas entidades, existe a Rede de Distribuição (RD) que funciona em regime de monopólio regulado. A zona central deste esquema corresponde a um conjunto de funções que estavam usualmente englobadas no sistema de transporte. Estas actividades incluem os Contratos Bilaterais (CB), os Mercados Centralizados (MC), o Operador de Sistema (ISO), a Rede de Transporte (RT) e os Serviços Auxiliares (SA).

Os Contratos Bilaterais caracterizam-se pelo estabelecimento de acordos bilaterais físicos ou financeiros, relacionando directamente entidades produtoras com comercializadores ou consumidores elegíveis. Estes contratos englobam o preço e a modelação da energia a produzir e consumir ao longo de um determinado período de tempo.

Os Mercados Centralizados recebem as propostas de compra e venda de energia, tipicamente para cada hora ou meia hora do dia seguinte (*Day-Ahead Markets*). Estas propostas incluem normalmente os valores da potência e do preço (mínimo a receber no caso das propostas de venda, máximo a pagar no caso das propostas de compra). Estes mercados cruzam estas propostas construindo um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte.

O *Independent System Operator* (ISO) é a entidade que tem as funções de coordenação técnica da exploração do sistema eléctrico. Para esse efeito, deverá receber informação sobre os despachos económicos resultantes da actividade dos Mercados Centralizados, bem como a informação relacionada com os Contratos Bilaterais em termos de nós da rede e potências envolvidas. O ISO deverá assim avaliar a viabilidade técnica do conjunto despacho/contratos tendo em atenção especial os congestionamentos. Existindo congestionamentos, o despacho não é viável e terá de ser realizado um mecanismo de ajuste. Se não existirem congestionamentos a exploração do sistema é viável do ponto de vista técnico, seguindo-se a contratação dos serviços auxiliares. Em alguns casos o ISO incorpora as funções da Rede de Transporte (RT), tendo a designação de TSO (*Transmission System Operator*), tal como ocorre por exemplo com a REN em Portugal.

A Rede de Transporte (RT) é a entidade que detém os activos da rede de transporte e que, por razões económicas, funciona em regime de monopólio natural nas áreas em que se encontra implementada. Estas empresas, tal como as detentoras da rede de distribuição, são remuneradas através de Tarifas de Uso de Rede e a sua actividade é regulada por Entidades Reguladoras.

Para o correcto funcionamento do Sistema Eléctrico de Energia são necessários contratar diversos serviços auxiliares (SA), como por exemplo reserva primária, secundária e terciária, controlo de frequência e produção de energia reactiva para o controlo da tensão. As entidades que fornecem estes serviços não são necessariamente produtores. Poderão corresponder, por exemplo, a empresas de rede que tenham bancos de condensadores ou transformadores com tomadas de regulação em carga. Os serviços auxiliares poderão ser contratados em mercados específicos, ou podem ser definidos através de mínimos que as empresas devem obrigatoriamente respeitar para participar no mercado.

Este modelo corresponde à concepção mais desagregada das diversas actividades associadas à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Em vários países, diversas actividades encontram-se agrupadas, como é por exemplo o que acontece com a REN em Portugal.

2.2.2.3 Modelo de Mercado em *Pool*

Uma das formas de relacionamento entre empresas produtoras, por um lado, e os comercializadores ou consumidores elegíveis, por outro, corresponde aos mercados *spot* centralizados, normalmente conhecidos como mercados *Pool*. Este tipo de mercado integra mecanismos de curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelos produtores e pelas cargas. São mercados que funcionam para o dia seguinte, sendo por isso normalmente conhecidos por *Day-Ahead Markets* ou Mercados *Spot* de energia eléctrica e podem ser simétricos ou assimétricos, voluntários ou obrigatórios.

As versões mais frequentes de mercados *spot* de energia eléctrica referem-se a mecanismos simétricos, no sentido que há possibilidade de transmitir ofertas de compra e venda.

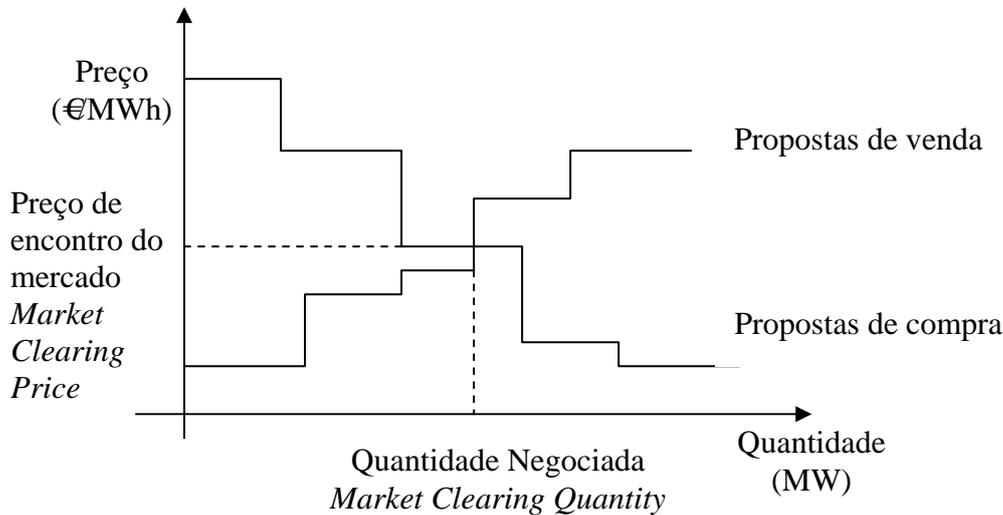


Figura 2.3 – Funcionamento de um Pool simétrico (Saraiva, et al., 2002).

O operador de mercado organiza as propostas recebidas construindo curvas de oferta de venda e de compra e realizando um despacho económico baseado em preços e não em custos. Estas ofertas podem ser mais ou menos complexas, mas incluem tipicamente o preço e a quantidade disponível. No final, e se o despacho for viável tecnicamente, os geradores são pagos e as cargas pagam o denominado *Market Clearing Price* que corresponde ao preço de encontro de mercado. Os geradores que oferecerem acima desse preço e as cargas abaixo desse preço não serão despachados no mercado. A Figura 2.3 ilustra este mecanismo de mercado para uma hora ou meia hora do dia seguinte.

Outra possibilidade de organizar os mercados corresponde ao modelo assimétrico. Neste caso, apenas as ofertas de venda são apresentadas sendo a procura normalmente modelizada por previsões de carga. Na prática, admite-se que a carga é inelástica e que se encontra apta a pagar qualquer preço. Este modelo assemelha-se ao modelo monopolista tradicional e os preços finais são fortemente influenciados pelas ofertas de venda, pelo nível de procura, e pela ocorrência ou não de saídas de serviço dos geradores. A Figura 2.4 apresenta uma ilustração gráfica que traduz o funcionamento

deste tipo de mercado, onde se podem observar as propostas de venda e a previsão da carga para três períodos horários diferentes em que existem previsões de carga crescentes, Q1, Q2 e Q3.

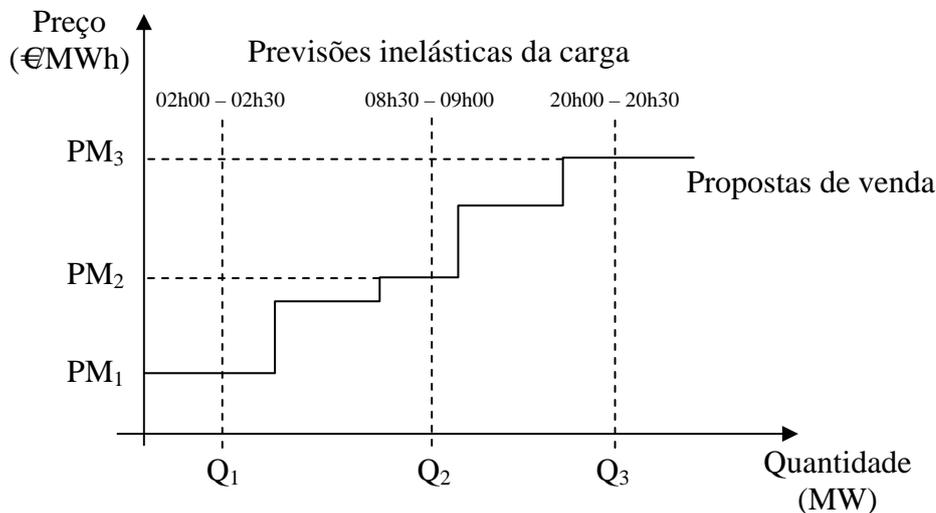


Figura 2.4 – Funcionamento de um Pool assimétrico (Saraiva, et al., 2002).

Estes modelos podem ser ainda definidos como Obrigatórios ou Voluntários. Esta terminologia decorre da existência ou não de dispositivos legais que tornam obrigatória a ofertas de propostas quer de compra quer de venda. A título de exemplo, até ao ano 2000, em Inglaterra e Gales a organização do mercado era do tipo assimétrico e obrigatório. A existência desta obrigatoriedade torna o *Pool* numa super entidade que actua como intermediário financeiro entre a totalidade da produção e do consumo. Esta estrutura é normalmente designada por Comprador Único mais conhecida como *Single Buyer*, da literatura inglesa.

O funcionamento de um mercado do tipo *Pool* é tanto mais eficiente quanto maior for o número de participantes e quanto menor for a concertação na preparação das propostas. Se cada agente possuir pequenas parcelas quer de produção quer de compra, as curvas de ofertas apresentarão menos descontinuidades e terão uma forma que é ilustrada na Figura 2.5.

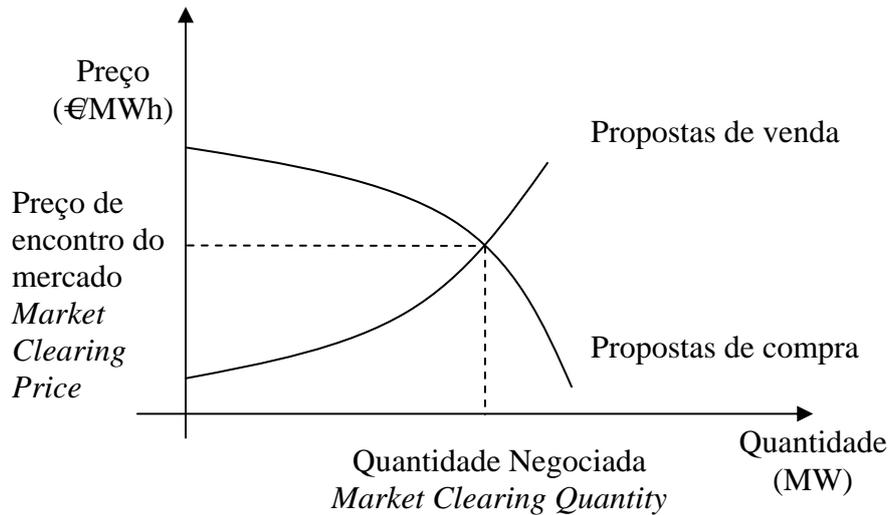


Figura 2.5 – Funcionamento de um Pool simétrico ideal (Saraiva, et al., 2002).

Outra particularidade deste tipo de mercados está relacionada com a integração das centrais hídricas. Este tipo de centrais pode apostar como se de uma central térmica se tratasse, desta forma tentando substituir a última térmica que foi despachada. Isto pode significar que os aproveitamentos hidroeléctricos tenham remunerações elevadas com custos muito reduzidos, especialmente se já tiverem sido amortizadas. Esta situação revela-se ainda mais crítica considerando as centrais que tiveram concessões durante períodos regulados. Estes factos podem dar origem a benefícios ociosos mais conhecidos por *Stranded Benefits*.

Uma outra característica das centrais hídricas é o facto de terem o seu recurso primário com custo nulo. Ora se estas centrais apresentassem um preço nulo rapidamente seriam despachadas o que levaria a um esvaziamento completo das albufeiras. Surge então o problema de como atribuir um valor à água. Mas a dificuldade de integrar as centrais hídricas nos mercados não se resume apenas ao valor da água. O facto de existirem aproveitamentos hidroeléctricos que se apresentam interligados em cascata, e muitas vezes pertencentes a companhias diferentes, faz com que não seja fácil de gerir as centrais hídricas.

Muitas outras singularidades poderiam ser enumeradas em relação a este tipo de mercados, caracterizado por um produto muito especial, a electricidade, com produção, transporte e distribuição realizadas de uma forma muito particular. No entanto, não

constitui o principal objectivo deste texto a descrição exaustiva dos mercados de electricidade, mas sim realizar apenas uma abordagem breve a este tema de modo a salientar a reestruturação que tem vinda a ser operada no sector eléctrico.

2.2.2.4 Contratos Bilaterais

O modelo em *Pool*, e admitindo o modelo simétrico, permite obter um despacho de acordo com a apresentação de propostas de compra e venda dos participantes. Mas, numa situação destas, os compradores não têm a possibilidade de identificar as entidades produtoras e, de forma análoga, os produtores não sabem que consumidores estão a alimentar. Esta situação decorre do carácter interligado dos sistemas eléctricos que respeitam as Leis de Kirchoff. Outra característica é o facto de todos os agentes de mercado estarem sujeitos à volatilidade dos preços de mercado.

No modelo de contratos bilaterais, as companhias produtoras, distribuidoras, consumidores elegíveis e comercializadores, são livres de estabelecerem entre si de forma directa contratos de compra e venda de energia eléctrica. Estes contratos são negociados de forma livre e incluem elementos relativos à duração, quantidade a negociar, preço e qualidade acordados por cada uma das partes envolvidas.

Como é fácil de depreender, se houver um conjunto independente de contratos bilaterais estabelecidos de forma não coordenada, podem ocorrer situações de violação das restrições técnicas de operação e segurança do sistema eléctrico. Por esta razão, é da responsabilidade do Operador do Sistema a validação técnica da operação dos sistemas eléctricos na presença de despachos do Operador de Mercado e de contratos bilaterais.

Os contratos bilaterais que têm vindo a ser referidos correspondem a contratos físicos no sentido em que dão origem a fluxos energéticos nos sistemas. No entanto, há também contratos do tipo financeiros que se destinam a lidar com o risco associado à volatilidade dos preços de mercado.

2.2.2.5 Modelos Mistos

A principal tendência que se verifica em termos de estruturas organizativas dos mercados corresponde à evolução para sistemas mistos. Nestes modelos, verifica-se uma consistência entre um *Pool* de tipo voluntário e contratos bilaterais. Este sistema adopta a filosofia básica do modelo em *Pool* permitindo que os agentes apresentem as suas ofertas a um Operador de Mercado podendo, no entanto, ser estabelecidos contratos bilaterais directamente entre produtores e consumidores.

A validação técnica de todos os contratos e do despacho do *Pool* é efectuada pelo Operador do Sistema que deverá possuir informação sobre o conjunto dos contratos bilaterais efectuados, e sobre o despacho do mercado. A Figura 2.6 ilustra este tipo de funcionamento.

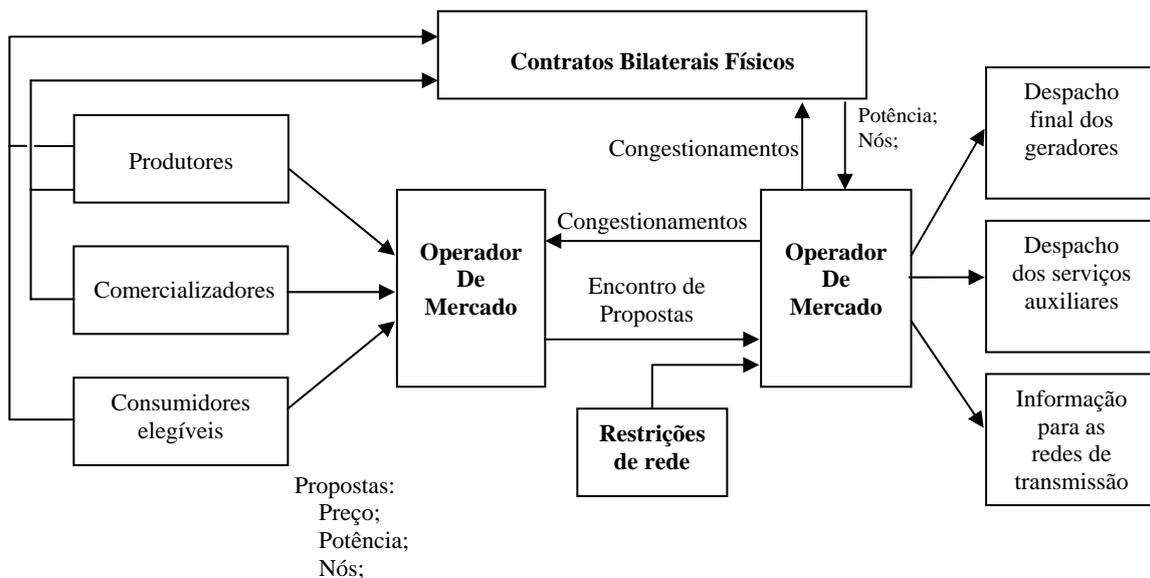


Figura 2.6 – Modelo Misto de exploração do sector eléctrico (Saraiva, et al., 2002).

2.2.2.6 MIBEL

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, sendo um passo importante na construção do mercado interno de electricidade na Península Ibérica.

Com a concretização do MIBEL, passa a ser possível a qualquer consumidor no espaço ibérico adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha.

O MIBEL tem como principais metas (www.omel.es):

- beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;
- estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos países, com a existência de um preço de referência único para toda a Península Ibérica;
- permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

O processo de convergência dos sistemas eléctricos português e espanhol foi formalmente iniciado com a celebração do "Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade", em Novembro de 2001. Nesse documento, os dois países estabeleceram as bases necessárias para o início da cooperação entre as diversas entidades com responsabilidades no enquadramento do sector – administrações, reguladores e operadores – tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL.

O MIBEL está estruturado em Mercado Diário, Mercado Intradiário, Mercados a Prazo e Mercado de Serviços Auxiliares. Também estão integrados no mesmo os contratos bilaterais (www.omel.es). Deste modo, o MIBEL corresponde a um modelo misto em que coexiste um *Pool* simétrico e voluntário com a contratação bilateral.

No Mercado Diário são realizadas as transacções de compra e venda de energia eléctrica para o dia seguinte. As sessões de contratação do Mercado Diário estruturam-se em períodos de programação equivalentes a uma hora, considerando como horizonte de

programação os 24 períodos de programação consecutivos do horário oficial espanhol (23 ou 25 nos dias de mudança da hora oficial). Também pode ter lugar no mercado diário a entrega física da energia negociada nos Mercados organizados a prazo.

O Mercado Intradiário tem por objectivo atender a oferta e a procura de energia que se possam verificar, nas horas seguintes, com o estabelecimento do Programa Diário Viável.

O Mercado de Serviços Auxiliares inclui todos os serviços que, tendo um carácter potestativo, os Operadores do Sistema considerem necessários para garantir o funcionamento do sistema, entendendo-se como tais a resolução de restrições técnicas do sistema, os serviços complementares e a gestão de desvios (www.omel.es).

2.2.3 Planeamento em ambiente de mercado

O planeamento em sistemas eléctricos de energia é uma área que normalmente apresenta problemas bastantes complexos, quer seja na Produção, Transporte ou Distribuição de energia eléctrica. Na maior parte das vezes, existe a necessidade de dispor de previsões de diversas grandezas, tais como preços de combustíveis, consumo de energia eléctrica, afluências, ou preços de mercado, sendo por isso uma área caracterizada por alguma incerteza e risco.

O planeamento do Sistema Electroproductor pode ser separado em duas grandes vertentes: Planeamento Operacional e o Planeamento da Expansão. Abrange normalmente diferentes escalas temporais (curto, médio e longo prazo), e é um problema que pode envolver diversos critérios de decisão, muitas das vezes contraditórios, como por exemplo a minimização dos custos, versus a maximização da segurança de abastecimento.

No caso da optimização de aproveitamentos hidroeléctricos, o planeamento operacional corresponde à definição da estratégia óptima para a colocação da energia disponível, num espaço de tempo que vai de um dia até uma semana, enquanto que o planeamento da expansão está relacionado com estudo de novas centrais, ou de novos reforços de

potência com horizontes temporais de vários anos. Estes estudos podem ter diversos objectivos, desde minimização de custos, satisfação dos clientes, maximização da segurança de abastecimento e qualidade de serviço, entre outros.

Em ambiente centralizado, o planeamento operacional tinha como principal objectivo a minimização dos custos de produção do sistema eléctrico. Para isso, eram usualmente resolvidos problemas de coordenação hidrotérmica. Com o advento dos mercados de electricidade, as empresas tiveram necessariamente de substituir o objectivo de minimização de custos pela maximização das receitas (Baillo, et al., 2004, Catalão, 2003, Catalão, 2006, Catalão, et al., 2005, García-González, et al., 2001, García-González, et al., 2004, García-González, et al., 2006), sendo esta filosofia aplicada neste trabalho.

2.3 Optimização em Sistemas Hídricos

2.3.1 Considerações gerais

A modelização da produção um sistema hidroeléctrico corresponde a um problema bastante complexo, não linear e não convexo, cuja resolução ultrapassa largamente a capacidade de cálculo mental humano.

Este tipo de problema mostra-se complexo devido essencialmente:

- à característica não linear da potência gerada por um aproveitamento hidroeléctrico;
- aos efeitos da propagação temporal das decisões tomadas num certo momento;
- à incerteza associada a este tipo de problema;
- à configuração das cascatas;
- ao efeito da bombagem.

A potência extraída de um aproveitamento hidroeléctrico é dependente da queda e do caudal turbinado, através de uma relação não linear. Os caudais máximos turbinados dependem da queda, através de uma relação igualmente não linear e a queda varia com o volume armazenado na albufeira que, normalmente, apresenta uma característica

também ela não linear. A energia primária, a água, é armazenada em reservatórios com limites bem definidos. Embora seja possível adoptar estratégias para considerar a queda constante, existem aproveitamentos em que uma estratégia deste tipo envolve erros elevados, como por exemplo aqueles com pequenas albufeiras e grandes variações de queda, como é o caso dos aproveitamentos do Douro. Desta maneira, é essencial representar o funcionamento de um sistema hidroeléctrico o mais próximo possível da realidade, tendo em conta todos os benefícios económicos que daí resultam, especialmente se considerarmos planeamento de curto prazo. A consideração do efeito da queda é um dos pontos fundamentais para a correcta caracterização dos sistemas hidroeléctricos.

A questão do efeito da propagação temporal torna este tipo de problemas ainda mais complexo. Estes ocorrem porque as decisões tomadas num determinado período afectam as decisões no futuro. Uma vez que a água numa albufeira é um recurso finito, a decisão de a guardar ou não, tem de ser pensada de modo a maximizar os benefícios.

Por sua vez, as incertezas associadas à procura da energia eléctrica e às afluências naturais, são factores que complicam também o problema.

Normalmente, os aproveitamentos hidroeléctricos não se encontram isolados, mas sim integrados em cascatas, e por vezes com concessões a empresas diferentes. Desta maneira, a gestão de uma central hídrica influencia as outras centrais a jusante pelo que o problema assume uma nova dimensão.

Outro factor que dificulta a optimização de um sistema hídrico é a bombagem. A potência de bombagem apresenta a mesma relação não linear em relação à queda, e uma vez que representa um custo, é necessário avaliar se compensa ou não realizar este processo, e quais os períodos mais adequados. Este facto implica também que se use uma discretização horária para o horizonte temporal, pois a colocação da bombagem dependerá da variação horária dos preços de mercado.

A dimensão do problema é proporcional ao horizonte temporal escolhido, sendo por isso importante escolher uma técnica que permita a resolução do problema num espaço de tempo que não seja excessivo.

Todos estes factores tornam esta optimização bastante complexa, e com métodos de resolução muito variados, dependendo do tipo de problema. Existem vários trabalhos, que adoptam técnicas de resolução diferentes e que são apresentados de seguida, de uma forma sucinta.

2.3.2 Programação Dinâmica

Os primeiros trabalhos realizados nesta área usaram técnicas de programação dinâmica, como por exemplo os descritos em (Chang, et al., 1990, Cohen, et al., 1987, Lyra, et al., 1995). A utilização da programação dinâmica neste tipo de problemas permite reduzir muito o espaço de pesquisa, ao evitar repetições de cálculos que ocorrem na enumeração total de soluções (mesmo limitada a soluções viáveis em cada intervalo).

A aplicação do princípio da optimalidade que constitui a base da programação dinâmica está implícita na sua forma de recorrência. Em termos simplificados, dir-se-á que qualquer trajectória, candidata a óptima, que vá dum certo estado intermédio até ao fim, terá que ter tido um percurso óptimo nos períodos anteriores (Matos, 2004). Esta técnica exhibe também grandes vantagens uma vez que consegue tratar problemas convexos, não lineares e com características discretas. Saliente-se, no entanto, que em sistemas de grande dimensão incluindo muitos reservatórios e muitos períodos, esta metodologia acaba por não poder ser utilizada, devido à conhecida maldição da dimensionalidade, (Catalão, 2003, Matos, 2004). À medida que a dimensão do problema aumenta, o esforço computacional, quer ao nível do tempo de execução quer ao nível da capacidade de memória, cresce exponencialmente. Esta dificuldade não impede porém que a programação dinâmica seja usada para resolver alguns subproblemas, cuja dimensão não constitua uma barreira para a sua resolução, ou então combinada com outros métodos que permitam ultrapassar o problema da dimensionalidade.

2.3.3 Programação Linear vs Não Linear

A programação linear é uma técnica matemática que permite resolver problemas de alocação de variáveis limitadas, constituindo um dos ramos da Investigação Operacional

mais largamente usado. O problema consiste em encontrar o valor das variáveis de decisão que garantem a maximização (ou minimização) de uma função objectivo, estando sujeitas a algumas restrições (equações ou inequações lineares) que dependem de determinados parâmetros. As relações matemáticas entre estas variáveis são todas funções lineares.

As técnicas de resolução são bem conhecidas, nomeadamente o algoritmo do Simplex (George Dantzig) que foi o padrão para estes problemas durante mais de quarenta anos (Matos, 2004). Mais recentemente, em 1984, N. Karmarkar desenvolveu um novo algoritmo polinomial para resolver problemas de programação linear. Nasceram assim os chamados Métodos de Pontos Interiores. Estes novos métodos surpreenderam toda a comunidade científica da altura por serem muitos mais rápidos que o Simplex convencional. Enquanto que o método tradicional do Simplex resolve um problema de programação linear começando num vértice ao longo do espaço de soluções, saltando sucessivamente para outro vértice sempre que este permita melhorar a função objectivo (s_1, s_2, s_3, s_4), parando finalmente num vértice óptimo (ponto x_0 da Figura 2.7), o Método de Pontos Interiores raramente visa vértices antes que um ponto óptimo seja alcançado, pelo que a trajectória de pontos x_1, x_2, x_3 e x_0 é típica da aplicação deste método. Assim, o Método de Pontos Interiores encontra soluções viáveis no interior do espaço de soluções, construindo um caminho que possibilita alcançar o óptimo ao fim de poucas iterações evitando, desta forma, a necessidade de percorrer um número, por vezes elevado, de vértices da região admissível. A questão da implementação destes métodos, no entanto, encontra-se para além do âmbito deste texto.

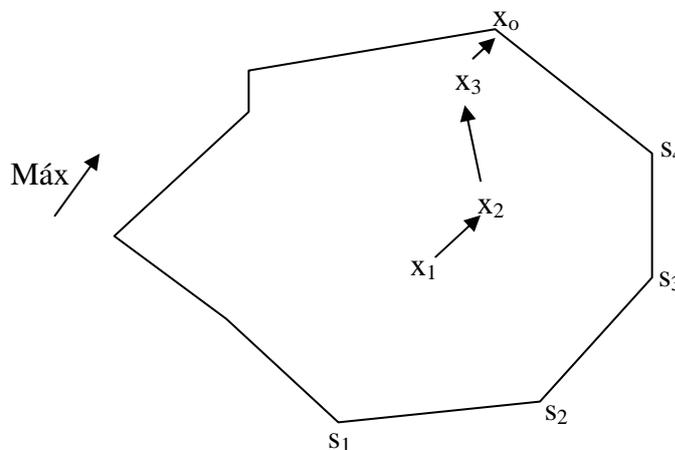


Figura 2.7 – Comparação do Método Simplex com o Método de Pontos Interiores.

Estes modelos têm como grande vantagem a sua robustez e eficiência principalmente em termos de tempo de cálculo. Para podermos resolver os problemas de optimização de sistemas hídricos com programação linear (Ponnambalam, et al., 1992, Shawwash, et al., 2000), teríamos de negligenciar o efeito não linear da queda, considerando-a constante, o que pode implicar erros elevados. Em Portugal, as características dos aproveitamentos existentes fazem com que não seja totalmente correcto ignorar este efeito. Por esta razão, este problema simplificado deve ser usado, por exemplo, em estudos de planeamento de longo prazo em que a incerteza de diversos parâmetros permite algumas simplificações.

Existem também problemas realizados com programação inteira mista, que apresentam como grande vantagem a possibilidade de tratar variáveis discretas, (García-González, et al., 2001, Wang, et al., 2002), permitindo assim a inclusão de variáveis como por exemplo, custos de arranque.

Outra metodologia normalmente usada para a resolução deste tipo de problemas é a optimização não linear. Os métodos de optimização não linear resolvem o problema na sua totalidade com uma representação mais aproximada e fidedigna da realidade, mas têm como grande desvantagem o consumo de recursos, quer ao nível de tempo de processamento, quer ao nível de memória. Com o aumento da capacidade de cálculo dos computadores, já é possível nos dias de hoje usar poderosas ferramentas que resolvem problemas não lineares. Contudo, o efeito da dimensionalidade também se verifica aqui, uma vez que à medida que a dimensão e complexidade do problema aumentam, estes tipos de métodos tornam-se muito complexos. Existem alguns trabalhos realizados nesta área, como por exemplo os descritos em (Catalão, 2003, Catalão, 2006, Catalão, et al., 2005), mostrando que o recurso a este tipo de técnicas é usual quando se trata de resolver problemas de optimização em sistemas hídricos.

2.3.4 Meta-Heurísticas

As Meta-Heurísticas são ferramentas computacionais baseadas em estratégias de pesquisa local integrando mecanismos que permitem abandonar zonas de óptimos

locais, possibilitando assim cobrir todo o espaço de soluções. São métodos normalmente usados para resolver problemas de natureza discreta e combinatória e surgiram por volta dos anos 80 (Saraiva, 2004). São alguns exemplos:

- Algoritmos Genéticos;
- Algoritmos Evolucionários;
- Redes Neurais;
- *Tabu Search*;
- *Simulated Annealing*.

Os primeiros três são baseados em processos naturais, sendo os Algoritmos Genéticos e os Algoritmos Evolucionários inspirados nos princípios da evolução natural. O *Simulated Annealing* explora uma possível analogia com a termodinâmica, enquanto os métodos de *Tabu Search* fazem uso de uma memória flexível para tornar o processo de busca mais eficaz.

Estes métodos tornaram-se mais realistas a partir da união de conceitos das áreas de Optimização e Inteligência Artificial, viabilizando a construção das chamadas melhores estratégias ou dos métodos “*inteligentemente flexíveis*”, mais conhecidos como Meta-Heurísticas.

Estes métodos são caracterizados essencialmente por:

- constituírem procedimentos destinados a encontrar uma boa solução, eventualmente a óptima, consistindo na aplicação, em cada passo, de uma heurística subordinada, a qual tem que ser modelizada para cada problema específico;
- terem um carácter geral (aplicam-se a quaisquer tipos de problemas: combinatórios, discretos, lineares ou não lineares) e serem métodos muito simples e fáceis de programar;
- serem capazes de escapar de óptimos locais;
- basicamente diferenciam-se entre si pelas seguintes características: critério de escolha de uma solução inicial, definição da vizinhança de uma solução, método de selecção de uma solução vizinha dentro do espaço de soluções e critério de paragem.

De entre todos estes métodos os que mais se encontram descritos na literatura para a resolução de problemas de optimização em sistemas hídricos são as Redes Neurais (Liang, et al., 1994, Liang, et al., 1996, Schjolberg, 2000), Algoritmos Genéticos (Orero, et al., 1998), *Simulated Annealing* (Wong, et al., 1993) e *Tabu Search* (Mantawy, et al., 2002).

A principal desvantagem destes métodos resulta do facto de a optimalidade não poder ser garantida, ou mesmo pior, não existir nenhuma indicação sobre a distância à solução óptima. Estas metodologias podem ser usadas, por exemplo, para obter um bom ponto de partida para outros métodos. Contudo, trabalhos recentes mostram a crescente eficácia destes métodos.

2.3.5 *Under-Relaxed Iterative Procedure*

Uma abordagem diferente de resolver o problema da não linearidade do efeito da queda nos problemas de optimização hídrica é apresentado em (García-González, et al., 2003). Este método consiste na implementação de um processo iterativo onde, em cada iteração, a queda é considerada constante, mas que vai sendo actualizada sucessivamente. A grande vantagem deste método resulta do facto de ser possível resolver um problema mais simples em cada iteração, permitindo assim considerar um maior número de variáveis. Quando comparado com modelos utilizando métodos não lineares, obtêm-se em geral tempos de cálculo mais reduzidos. A principal desvantagem é a necessidade de garantir a convergência do processo iterativo, através da definição de um parâmetro de relaxação que torna este problema “*case dependent*”. Este método encontra-se aplicado em (García-González, et al., 2003, García-González, et al., 2004, García-González, et al., 2006), onde os autores apresentam resultados muito satisfatórios. Por estas razões, esta abordagem foi utilizada neste trabalho, tal como se refere nos capítulos seguintes.

2.4 Horizonte Temporal

A optimização de sistemas hidroeléctricos visa extrair a informação necessária para o melhor conjunto de decisões que se devem tomar ao longo de um agrupamento de estádios ou períodos. A sequência total dos períodos corresponde ao horizonte temporal.

O planeamento de sistemas hídricos divide-se basicamente em duas grandes áreas:

- curto prazo – abrange um horizonte de acções futuras que vão de um dia até uma semana. As decisões são tomadas tipicamente em estádios cuja duração é de uma hora, embora resoluções inferiores (meia hora) possam ser igualmente consideradas;
- médio e longo prazo – abrange um horizonte compreendido entre alguns meses até vários anos. O período base tem normalmente a duração de semanas ou meses, em que a construção de novas centrais, reforços e modernização de outras são objecto de estudo.

Existem diversos trabalhos sobre a coordenação curto médio prazo. Em (Reneses, et al. 2005), os autores distinguem e sugerem um processo de cálculo para o “valor da água” e “custo da água”, afirmando que o “custo da água” é o melhor indicador para estudos de planeamento curto-médio prazo. Em (García-González, et al., 2005), é apresentado um modelo equivalente de albufeira única para representar o conjunto de aproveitamentos de uma cascata. Na referencia (Flatabo, et al., 1998), os estudos de longo, médio e curto prazo são resolvidos separadamente, sendo depois encadeados para obter uma solução final. Por outro lado, em (Catalão, et al., 2005) é incluído o valor da água na função objectivo do modelo de curto prazo através de da expressão (2.1).

$$F = Máx \left(\sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K \lambda_k p_{jk} + \sum_{j=1}^J \Psi_j(v_{iK}) \right) \quad (2.1)$$

Nesta expressão, K representa o número total de horas, J o número total de reservatórios, λ_k é o preço da energia eléctrica na hora k , p_{jk} é a potência entregue pela central j na hora k , e Ψ_j é a função que determina o valor económico futuro da água, valor este que tem de ser fornecido por um modelo de médio prazo.

No trabalho que agora se apresenta, é formulado um modelo para o planeamento operacional até uma semana com períodos de uma hora, o que resulta num horizonte de 168 horas. O segundo modelo proposto, para a coordenação do planeamento de curto prazo com o médio prazo (um ano), trabalha com estádios de uma semana no caso do estudo da cascata, o que significa um horizonte temporal de 52 semanas, fazendo depois a coordenação com o modelo de curto prazo, resultando num horizonte temporal de 8 760 horas. No caso dos aproveitamentos isolados o horizonte temporal do estudo de médio prazo será de 1 460 blocos de 6 horas, como será explicado nos pontos seguintes.

CAPÍTULO

3

Metodologia do Planeamento de Curto Prazo

“A imaginação é mais importante que a ciência, porque a ciência é limitada mas a imaginação abrange o mundo inteiro.”

Albert Einstein

3.1 Considerações gerais

O desenvolvimento de modelos para a optimização da produção de sistemas hidroeléctricos apresenta diversas dificuldades. O elevado número de restrições físicas, a multiplicidade de períodos de decisão e a existência de cascatas são algumas delas.

No caso do planeamento de curto prazo (operação), as empresas têm como principal objectivo determinar qual a melhor estratégia de operação das suas centrais, de modo a maximizarem o seu lucro, de acordo com os preços de mercado, tendo como horizonte alguns dias e sendo o máximo normalmente até uma semana. Tendo em conta que em alguns aproveitamentos existe a possibilidade de bombagem, o objectivo básico será colocar a potência de turbinamento nas horas de preços elevados e realizar a bombagem nas horas de preços baixos, respeitando todas as restrições envolvidas. Para a bombagem, e para além das restrições, é necessário garantir que a relação de preços seja compensatória, ou seja, o custo de bombar um determinado volume de água tem de ser recuperado turbinando esse mesmo volume a preços que, no mínimo, cubram esse custo. A toda esta complexidade há que adicionar ainda a dificuldade associada à incerteza nas afluências, o efeito da interligação dos aproveitamentos e a relação não linear e não convexa entre a potência, queda e caudal.

Neste trabalho, o problema da gestão operacional de um conjunto de aproveitamentos hidroeléctricos, tal como em (García-González, et al., 2003), será denominado de *Hydro Scheduling Problem* (HSP). Uma descrição mais pormenorizada deste problema é apresentada no ponto seguinte.

3.2 Hydro Scheduling Problem

Como já foi referido, o HSP corresponde, neste trabalho, à optimização da energia produzida por um conjunto de centrais hídricas que oferecem a sua potência num mercado tipo *Pool*, tendo em conta a interligação entre as centrais numa cascata, os preços de mercado e as afluências às suas albufeiras.

A dimensão e complexidade associadas a este problema impõem algumas simplificações para formular o modelo matemático a desenvolver:

- as empresas possuidoras destas centrais são consideradas “*price takers*”, ou seja admite-se que as suas propostas não influenciam os preços de fecho do mercado;
- os custos de arranque das centrais hídricas são nulos;
- os rendimentos mantêm-se constantes com o caudal turbinado;
- os regolfos, que correspondem à subida do nível da água a jusante por acção do turbinamento, são ignorados, e é considerado o nível a jusante da central constante;
- a perda de carga do circuito hidráulico é constante, e de valor máximo;
- considera-se que o tempo de passagem da central eléctrica do modo de turbina ao modo de bomba é muito pequeno sendo usualmente desprezável.

Estas simplificações permitem tornar o modelo mais simples em termos de resolução prática, com resultados muito aceitáveis, uma vez que as considerações essenciais são representadas, nomeadamente:

- relação não linear entre a potência, queda e caudal;
- interligação dos reservatórios;
- possibilidade de bombagem;
- restrições de operação (limites máximos e mínimos, caudais ecológicos, curva nível volume da albufeira).

Passemos a analisar as simplificações referidas. Em primeiro lugar, considera-se que as ofertas das centrais não influenciam o resultado do mercado, ou seja podemos valorizar a potência disponível nos aproveitamentos aos preços resultantes do *Pool*. Isto implica que os preços de mercado são dados de entrada, e resultam ou de históricos verificados, ou de previsões externas a este modelo.

Em segundo lugar e ao contrário das centrais térmicas, o arranque de uma central hídrica é muito rápido desde que exista água disponível, e com custos praticamente nulos sendo os mesmos por isso desprezados no HSP.

Por outro lado, o rendimento de uma turbina hidráulica varia com a queda e com o caudal turbinado. O HSP permite representar este fenómeno, pois é possível em cada iteração do modelo actualizar o rendimento em função dos valores da queda e caudais

obtidos na iteração anterior. No entanto, como a variação de rendimento é muito pequena, o mesmo vai ser considerado constante.

Um dos problemas mais difíceis de tratar no estudo de aproveitamentos hidroeléctricos diz respeito à questão dos regolfos. O fenómeno do regolfo está relacionado com a subida do nível a jusante dos aproveitamentos, por acção do turbinamento. Se o leito do rio não conseguir escoar toda a água turbinada o nível a jusante sobe, resultando numa diminuição da queda. Este facto depende das características dos cursos de água e dos aproveitamentos. A cascata do Douro Nacional é, a este respeito, um caso típico. Devido à complexidade do tratamento deste fenómeno, o nível médio a jusante dos aproveitamentos é considerado constante no HSP, tal como em (García-González, et al., 2003) correspondendo por isso a um dado de entrada para o modelo. Este valor constante corresponde a um nível médio estimado, que considera o efeito da perda de queda devido aos regolfos.

A potência produzida numa central hídrica está relacionada com a energia potencial gravítica da água que é armazenada na sua albufeira. Sendo a energia potencial dada por $Wp = m \cdot g \cdot h$, e sabendo que a densidade da água é de aproximadamente $1\,000\text{ kg/m}^3$, podemos obter a potência gerada por uma turbina hidráulica sem perdas de carga com rendimento μ utilizando a expressão (3.1).

$$P = 9,8 \cdot 1000 \cdot q \cdot h \cdot \mu \quad (\text{W}) \quad (3.1)$$

Nesta expressão:

q – caudal em m^3/s ;

h – queda em metros;

μ – rendimento.

Considerando que o circuito hidráulico apresenta perdas de carga $\Delta h = \beta \cdot q^2$ a equação 3.1 transforma-se em:

$$P = 9,8 \cdot q \cdot (h - \beta \cdot q^2) \cdot \mu \quad (\text{kW}) \quad (3.2)$$

Nesta expressão:

q – caudal em m^3/s ;

h – queda em metros;

β – coeficiente perda carga;

μ – rendimento.

O Gráfico 3.1 ilustra a equação (3.2), em que se representa a potência gerada por um aproveitamento hidroeléctrico em função da queda e do caudal.

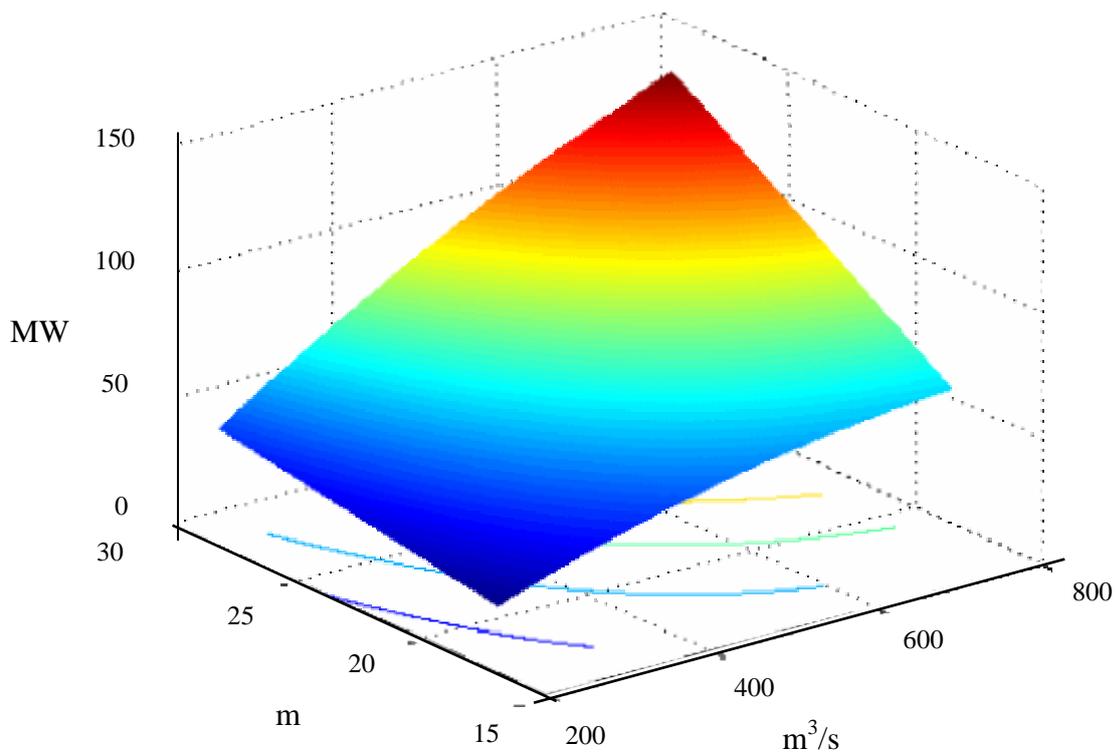


Gráfico 3.1 – Potência gerada por uma central hídrica em função da queda e caudal.

Se for considerado o processo de bombagem, a potência consumida é dada pela expressão (3.3).

$$P_b = 9,8 \cdot q \cdot (h + \beta \cdot q^2) \cdot (1/\mu) \quad (kW) \quad (3.3)$$

Na prática a equação (3.3) diz-nos que, para a mesma potência do alternador, o caudal de bombagem é menor.

Se analisarmos o Gráfico 3.1, considerando a potência em função do caudal turbinado obtém-se uma família de curvas, cada uma delas obtida para um valor constante da queda, tal como se representa no Gráfico 3.2.

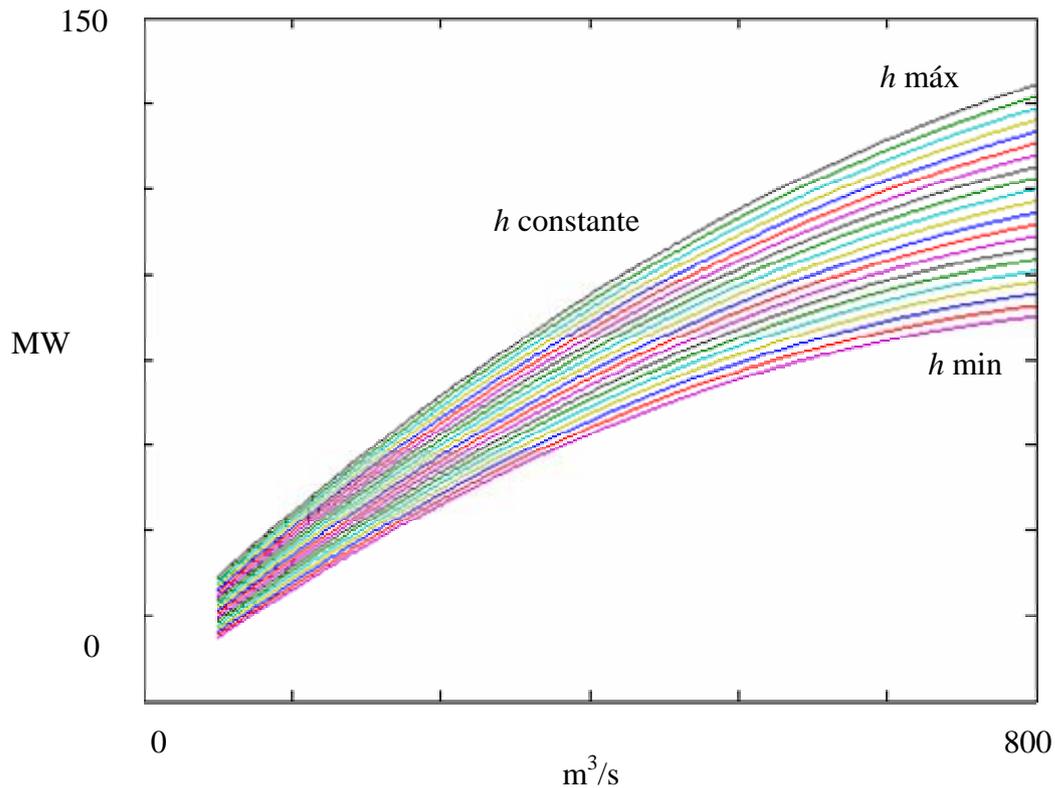


Gráfico 3.2 – Potência gerada por uma central hídrica em função do caudal, para diferentes valores da queda.

Estas curvas, caracterizadas cada uma delas por um valor de queda constante, apresentam uma característica não linear devido ao efeito da perda de carga. Com efeito, à medida que o caudal turbinado aumenta, a perda de carga também aumenta, penalizando a potência (equação 3.2). Sendo uma das simplificações do HSP considerar a perda de carga constante é importante analisar o impacto desta condição no problema.

Existem várias hipóteses para considerar a perda de carga no *Hydro Scheduling Problem*:

- considerar perda de carga nula, desprezando-a;
- optar por usar uma perda de carga média de valor constante;
- admitir o seu valor máximo sempre constante;
- usar a expressão completa e não linear, através do cálculo iterativo da perda de carga.

O Gráfico 3.3 ilustra as primeiras três situações atrás referidas.

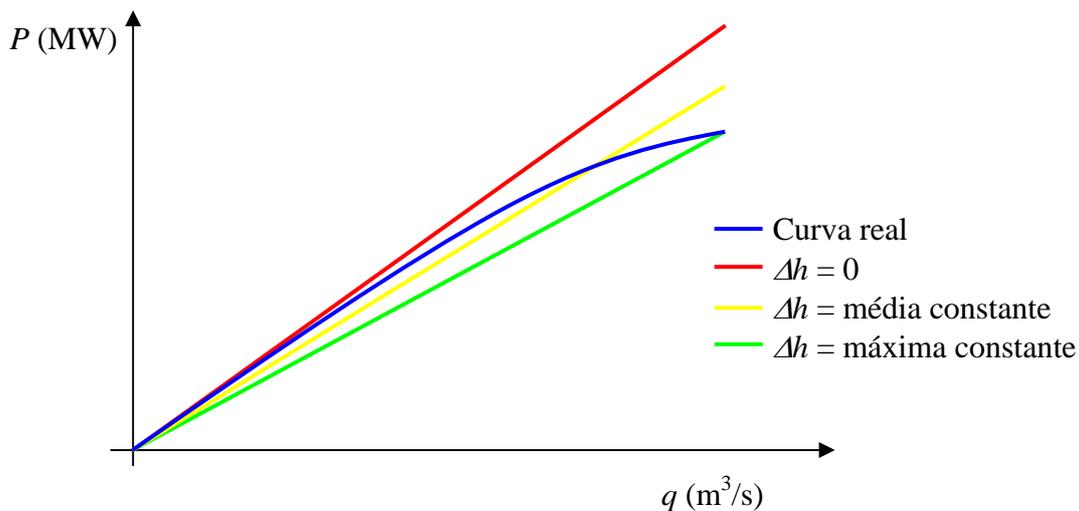


Gráfico 3.3 – Impacto da perda de carga no valor da potência.

Se considerarmos a perda de carga nula, estaremos a cometer um erro por excesso e que será muito grande na zona de turbinamentos elevados, como podemos observar pelo Gráfico 3.3.

A opção que minimiza o erro para todo o espaço de valores de caudais turbinados corresponde a de usar uma curva de perda de carga constante correspondente a um valor médio, que pode ser determinada através da minimização do erro médio quadrático das duas curvas.

Outra hipótese mais conservadora corresponde a utilizar um valor constante de perda de carga coincidente com o seu valor máximo. Esta suposição faz com que o erro cometido seja por defeito, mas com uma característica especial. Nas zonas dos caudais mais

elevados, o erro associado a esta última hipótese é mais pequeno se comparado com as duas anteriores, como se pode observar no Gráfico 3.4.

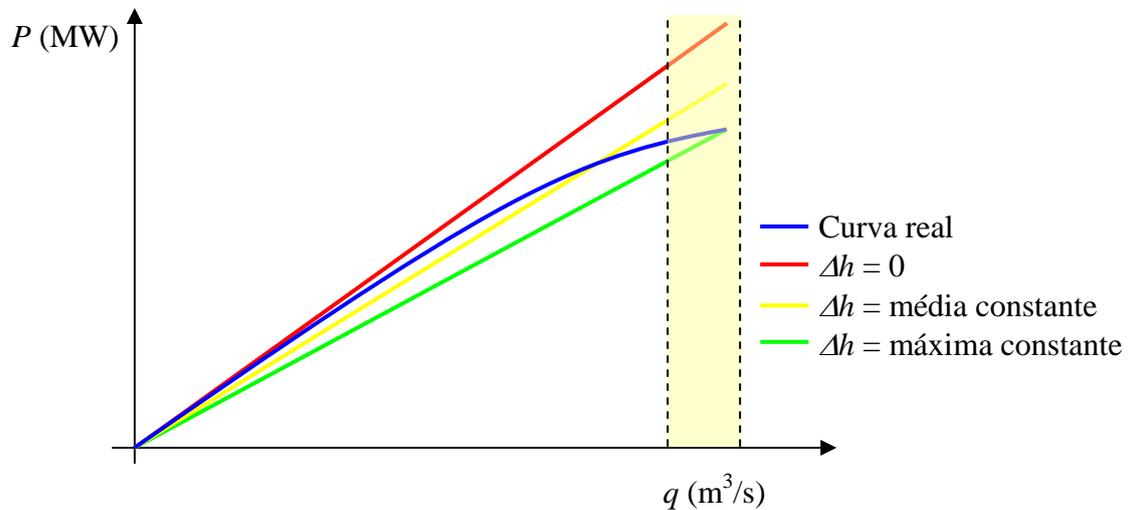


Gráfico 3.4 – Impacto da perda de carga na potência para caudais elevados.

Esta característica é muito importante, porque a tendência do modelo HSP será a de colocar quer o turbinamento, quer a bombagem, nos seus limites máximos e mínimos.

A última hipótese de incluir a perda de carga será calcular a mesma através do processo iterativo, em função do caudal turbinado obtido em cada iteração. De facto, esta última modelização será a mais aproximada da realidade para todo o espaço de caudais turbináveis, mas implica uma maior utilização de recursos, especialmente ao nível do tempo de processamento.

A implementação do HSP permite usar qualquer uma das modelizações atrás referidas. Assim, a forma de tratar a perda de carga no modelo será um dado de entrada. Neste trabalho, como já foi referido, optou-se por usar a hipótese que considera o valor máximo da perda de carga, sempre constante, pelos motivos referidos nos três parágrafos anteriores.

Outra consideração relativa ao HSP está relacionada com as centrais equipadas com grupos reversíveis. Neste modelo admite-se que estas podem mudar de estado (passar de turbina a bomba, ou vice-versa) num espaço de tempo muito curto, que se aproxima de

zero. Na prática, esta situação não está muito longe da realidade, pois em Portugal já há centrais que o fazem em poucos minutos.

Um dos objectivos deste trabalho consiste em resolver o problema da gestão de aproveitamentos hidroeléctricos considerando a relação não linear entre a potência, queda e caudal pelas razões já explicitadas relacionadas com o efeito da queda. Essas mesmas razões tornam-se mais evidentes com a análise do Gráfico 3.2. Existem várias hipóteses para incluir a queda (García-González, et al., 2003):

- considerar a queda constante, determinando um valor médio;
- considerar uma família de curvas predefinidas para valores esperados da queda;
- resolver o problema não linear, adoptando técnicas de resolução não lineares ou meta-heurísticas;
- implementar um processo iterativo, que considere em cada iteração um valor de queda constante, sendo este sucessivamente actualizado.

O HSP é baseado no último ponto. A principal vantagem deste processo resulta de ser possível incluir o problema do efeito não linear da queda, resolvendo sempre problemas lineares. Isto faz com que seja praticável incluir um grande número de variáveis, sem existir muito tempo de processamento. Outra grande vantagem resulta do facto de ser possível incluir algumas restrições não lineares, como por exemplo a curva-nível volume ou os caudais máximos turbináveis que vão sendo actualizados em cada iteração, mas continuando sempre a resolver um problema linear. Passamos assim de uma função $P_{ik} = \Phi_i(q_{ik}, h_{ik})$ para uma simplificada $P_{ik} = \varphi_i(q_{ik})$. A Figura 3.1 ilustra o algoritmo adoptado para resolver o problema HSP (García-González, et al., 2003).

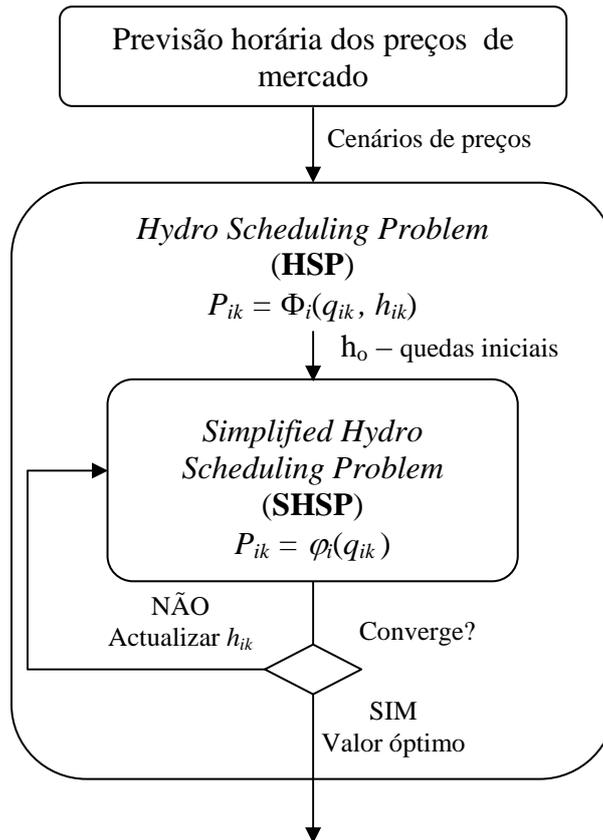


Figura 3.1 – Visão global do Hydro Scheduling Problem.

O problema simplificado em que se considera a queda constante passará a ser designado por SHPS, *Simplified Hydro Scheduling Problem*.

3.3 Formulação do problema

O planeamento de sistemas de produção de energia eléctrica, anterior à liberalização do sector eléctrico, era realizado em ambiente centralizado por um operador que conhecia todos os custos das centrais disponíveis. O objectivo principal seria a minimização dos custos de operação, mantendo um elevado nível de segurança e cumprindo todas as restrições. Com a reestruturação do sector, as empresas de produção de electricidade têm de oferecer o seu produto num mercado competitivo, onde os consumidores podem escolher os seus fornecedores. Desta maneira, o objectivo principal das empresas é agora maximizar os seus rendimentos, tendo em conta os preços de mercado.

Nos mercados eléctricos competitivos, o preço da energia eléctrica é muito volátil, e apresenta algum grau de incerteza. Este facto obriga ao desenvolvimento de ferramentas

computacionais de previsão de preços (Cabero, et al., 2003, González, et al., 2005), ferramentas estas que estão fora do âmbito de trabalho agora apresentado.

Assim, o HSP é formulado como um problema não linear de maximização do proveito expectável das centrais hídricas em função dos preços de mercado, admitindo que estas são “*price takers*”. Pode assim obter-se um modelo genérico de optimização (3.4) a (3.6). Nesta formulação, x representa as variáveis de decisão, $F(x)$ corresponde à função objectivo, sujeita a restrições do tipo (3.5) e a restrições de limites mínimo e máximo das variáveis x (3.6).

$$\text{Max } F(x) \tag{3.4}$$

sujeito a:

$$b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \tag{3.5}$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \tag{3.6}$$

3.3.1 Variáveis

Para a resolução do problema de curto prazo, os aproveitamentos hidroeléctricos são representados de modo a terem uma caracterização própria em cada um dos estádios do horizonte temporal. Esta caracterização traduz o estado em que se encontram as variáveis, assim como o conjunto de actuações sobre essas mesmas variáveis que resultam na solução final.

As variáveis podem ser de três tipos:

- variáveis de estado, x_{ik} , são as variáveis que descrevem completamente o sistema, isto é, se os seus valores são conhecidos para todos os seus estádios, então é possível determinar o comportamento do sistema;
- variáveis de decisão ou controlo, u_{ik} , são as variáveis cujos valores podem ser escolhidos directamente pelo utilizador. Estas variáveis influenciam o processo, afectando as variáveis de estado de uma forma predeterminada;

- variáveis de perturbação ou parâmetros, p_{ik} , que estão usualmente relacionados com dados do problema em muitos casos correspondentes a elementos exógenos à actividade da empresa.

Nesta descrição $i \in \{1, 2, \dots, I\}$ e $k \in \{1, 2, \dots, K\}$, sendo I o número total de centrais hídricas e K o número de períodos do horizonte temporal, que no problema de curto prazo será de 168 horas. O Quadro 3.1 apresenta as principais variáveis consideradas no HSP.

Tipo	Variáveis	Descrição
Decisão	qt_{ik} qb_{ik} s_{ik}	Caudal turbinado pela central i , na hora k Caudal bombado pela central i , na hora k Caudal descarregado pela central i , na hora k
Estado	v_{ik} h_{ik} na_{ik}	Volume da albufeira da central i , na hora k Queda da central i , na hora k Nível de armazenamento da albufeira i , na hora k
Parâmetros	a_{ik} π_{ik} ξ_{ik} μ_{ik} v_i^0	Afluência à albufeira da central i , na hora k Preço de mercado na hora k Nível médio a jusante da central i , na hora k Rendimento da central i , na hora k Volume inicial da central i

Quadro 3.1 – Variáveis de decisão, de estado e parâmetros para o HSP.

A título de exemplo a Figura 3.2 ilustra a configuração de dois aproveitamentos interligados, denominados 1 e 2, com o segundo a terminar no mar. Notar que a variável caudal bombado neste problema é modelizada na equação da água e não como um problema tratado separadamente. A central 1 possui bombagem.

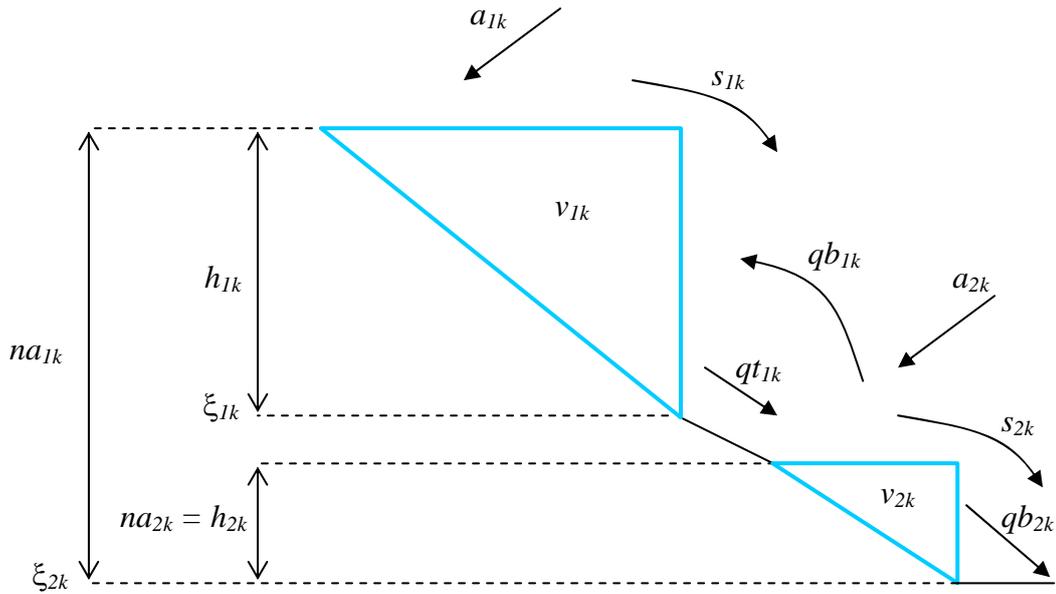


Figura 3.2 – Sistema de reservatórios em cascata.

Neste caso, considerando 2 aproveitamentos com um horizonte temporal de 168 horas, o número de variáveis de decisão seria de 1 008. No entanto, considerando 8 albufeiras com disponibilidade de bombagem o número de variáveis a considerar seria de 4 032.

3.3.2 Restrições

Durante a sua operação e exploração, os aproveitamentos hidroeléctricos estão sujeitos a diversas limitações que são designadas normalmente por restrições ou constrangimentos. A totalidade das restrições define a região das decisões admissíveis. Para a correcta modelização do HSP, estas devem ser representadas da maneira mais fidedigna possível.

Para um enquadramento mais simples, neste trabalho as restrições serão classificadas em dois tipos diferentes, restrições operacionais e restrições globais. As restrições operacionais estão relacionadas com os limites de cada variável, enquanto que as restrições globais referem-se a todo o sistema.

Existem diversas restrições operacionais. Em cada reservatório, o volume da albufeira, v_{ik} , tem de estar compreendido entre um máximo e um mínimo, limites estes que estão relacionados com o controlo de cheias, mínimos técnicos para o funcionamento das máquinas, ou volumes obrigatórios que é necessário manter. Como consequência, também o nível de armazenamento, na_{ik} , está limitado num valor máximo e mínimo.

Os caudais turbinados, qt_{ik} , e bombados, qb_{ik} , também estão limitados, assim como a potência produzida. Mas a limitação máxima dos caudais apresenta uma característica diferente de todas as outras variáveis. Além dos limites máximos fixos, os caudais apresentam um limite máximo que depende da queda e que, no caso do caudal turbinado, apresenta uma relação não linear (Fonte: EDP Produção). Este facto obriga a tratar as restrições dos caudais através do processo iterativo onde, em cada iteração, são actualizados os novos limites máximos em função do valor da queda obtida na última iteração.

Os caudais descarregados, s_{ik} , apenas têm limite inferior, pois admite-se que a central tem capacidade para libertar uma quantidade infinita de água por descarregamento. Na prática, representam a variável de folga que serve para acertar o balanço da água no caso de haver afluências excessivas.

A queda, h_{ik} , é limitada implicitamente, tendo em conta os limites nos volumes das albufeiras. Assim, as restrições operacionais para um aproveitamento hidroeléctrico são:

$$v_i^{min} \leq v_{ik} \leq v_i^{max} \quad (3.7)$$

$$na_i^{min} \leq na_{ik} \leq na_i^{max} \quad (3.8)$$

$$qt_i^{min} \leq qt_{ik} \leq \min\left(qt_i^{max}, qtn_i \cdot \sqrt{\frac{h_{ik}}{htn_i}}\right) \quad (3.9)$$

$$qb_i^{min} \leq qb_{ik} \leq \min(qb_i^{max}, qbn_i - \delta_i \cdot (h_{ik} - hbn_i)) \quad (3.10)$$

$$0 \leq s_{ik} \leq \infty \quad (3.11)$$

As afluências, a_{ik} , e os preços de mercado, π_k , são dados de entrada, assim como os volumes iniciais de cada albufeira, v_i^0 . No que diz respeito ao volume final, v_{iK} , o seu tratamento depende do objectivo do problema e da forma como se inclui o valor futuro

da água. No caso do modelo de curto prazo do HSP o volume final será um dado de entrada, introduzido pelo utilizador. Posteriormente, serão apresentados no Capítulo 4, alternativas para o tratamento do valor futuro da utilização da água.

Em relação às restrições globais, a restrição mais importante refere-se à equação do balanço da água, que nos diz que o volume de água que chega a um determinado reservatório tem de ser igual ao volume final, subtraindo a variação de volume, durante um determinado período de tempo. Esta restrição relaciona as centrais entre si e a equação que a representa é a seguinte:

$$v_{ik} = v_{i(k-1)} + a_{ik} - qt_{ik} - s_{ik} + qb_{ik} + \sum_{m \in M_i}^L (qt_{m(k-\phi_m)} + s_{m(k-\lambda_m)} - qb_{m(k-\omega_m)}) \quad (3.12)$$

Nesta equação:

- v_{ik} – volume de água na albufeira i, no período k;
- a_{ik} – afluência natural ao reservatório i, no período k;
- qt_{ik} – caudal turbinado pela central i, no período k;
- s_{ik} – caudal descarregado pela central i, no período k;
- qb_{ik} – caudal bombado pela central i, no período k;
- M_i – conjunto de reservatórios que se encontram ligados ao reservatório i.

Os parâmetros ϕ , λ , e ω correspondem a números inteiros que resultam, respectivamente, do tempo de duração do trânsito dos volumes de água, dos reservatórios m, para os reservatórios i.

Como em qualquer problema de optimização, a cada restrição está associada uma variável dual, relacionada com o respectivo problema dual. Em termos práticos, se o valor da variável dual de uma restrição for zero, significa que a restrição não está a limitar a solução, ou seja é indiferente para a função objectivo alterar o recurso associado a essa mesma restrição. Apesar da finalidade deste documento não ser a apresentação extensiva da formulação matemática do problema dual é importante referir a interpretação económica da variável dual relativa à restrição de igualdade. A variável dual associada à equação balanço da água, representa o valor marginal da água, e pode

ser interpretado como a variação da função objectivo se o armazenamento aumentar de uma unidade. Na prática, representa o impacto na função objectivo resultante de armazenar ou não uma unidade extra de água.

Existe outra restrição global que pode ser usada em alguns aproveitamentos que apresentam condições especiais, nomeadamente caudais obrigatórios tais como, por exemplo, ecológicos ou retiradas para regas. Este constrangimento indica que o total do volume lançado para jusante tem de estar compreendido entre determinados valores especificados. Nesses casos específicos, a restrição terá a seguinte formulação:

$$vol_i^{lançado\ mín} \leq qt_{ik} + s_{ik} - qb_{ik} \leq vol_i^{lançado\ máx} \quad (3.13)$$

Nesta restrição:

qt_{ik} – caudal turbinado pela central i , no período k ;

s_{ik} – caudal descarregado pela central i , no período k ;

qb_{ik} – caudal bombado pela central i , no período k ;

$vol_i^{lançado\ mín}$ – volume lançado mínimo para a central i , em todos os períodos;

$vol_i^{lançado\ máx}$ – volume lançado máximo para a central i , em todos os períodos.

Uma restrição que não é directamente introduzida no modelo corresponde à curva nível volume, que nos dá o nível em metros a que se encontra a albufeira, em função do seu volume. Esta curva pode ter qualquer forma, pois é calculada directamente no processo iterativo, como irá ser demonstrado nos pontos seguintes. Para este trabalho, as curvas dos diversos aproveitamentos usados foram aproximadas a polinómios de terceiro grau, para que a representação da queda seja o mais real possível.

3.3.3 Formulação completa do problema

A função objectivo é responsável por fazer corresponder a cada decisão um número real, permitindo desta forma comparar diferentes decisões. A expressão adoptada para esta função depende, obviamente, dos parâmetros que determinam os factores de origem económica presentes e dos objectivos a atingir (Catalão, 2003). O valor óptimo para a função objectivo deste problema é obtido pela maximização dos lucros obtidos

(proveitos de turbinamento menos os custos de bombagem) pelas centrais i , ao longo dos períodos k , tendo em conta todas as restrições. A função objectivo do HSP, foi baseada nas referências de (García-González, et al., 2003, García-González, et al., 2004, García-González, et al., 2006) sendo acrescentado o processo de bombagem. Assim, o problema completo do HSP é formulado da seguinte forma:

$$\text{Máx} \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K (\pi_k \cdot Pt_{ik}) - (\pi_k \cdot Pb_{ik}) - (ps \cdot s_{ik}) \quad (3.14)$$

sujeito a:

$$v_{ik} = v_{i(k-1)} + a_{ik} - qt_{ik} - s_{ik} + qb_{ik} + \sum_{m \in M_i}^L (qt_{m(k-\phi_m)} + s_{m(k-\lambda_m)} - qb_{m(k-\omega_m)}) \quad (3.15)$$

$$vol_i^{\text{lançado min}} \leq qt_{ik} + s_{ik} - qb_{ik} \leq vol_i^{\text{lançado máx}} \quad (3.16)$$

$$v_i^{\text{min}} \leq v_{ik} \leq v_i^{\text{máx}} \quad (3.17)$$

$$qt_i^{\text{min}} \leq qt_{ik} \leq \min \left(qt_i^{\text{máx}}, qtn_i \cdot \sqrt{\frac{h_{ik}}{h n_i}} \right) \quad (3.18)$$

$$qb_i^{\text{min}} \leq qb_{ik} \leq \min (qb_i^{\text{máx}}, qbn_i - \delta_i \cdot (h_{ik} - hbn_i)) \quad (3.19)$$

$$0 \leq s_{ik} \leq \infty \quad (3.20)$$

$$v_{iK} = vol_{iK} \quad (3.21)$$

Nesta formulação:

- I – número total de centrais hidroeléctricas;
- K – número total de períodos;
- L – número total de aproveitamentos a montante de i ;
- π_k – preço de mercado na hora k ;
- Pt_{ik} – potência de turbinamento na central i , na hora k , dada por (3.2);
- Pb_{ik} – potência de bombagem na central i , na hora k dada por (3.3);
- ps – penalidade atribuída aos descarregamentos;
- s_{ik} – caudal descarregado pela central i , no período k ;
- v_{ik} – volume de água na albufeira i , no período k ;

a_{ik}	– afluência natural ao reservatório i , no período k ;
qb_{ik}	– caudal bombado pela central i , no período k ;
qt_{ik}	– caudal turbinado pela central i , no período k ;
M_i	– conjunto de reservatórios que fazem ligação com o reservatório i .
ϕ_m	– atraso para caudais turbinados do aproveitamento m até ao i ;
λ_m	– atraso para caudais descarregados do aproveitamento m até ao i ;
ω_m	– tempo de atraso para caudais bombados do aproveitamento m até ao i ;
$vol_i^{lançado\ min}$	– volume lançado mínimo para a central i , em todos os períodos;
$vol_i^{lançado\ máx}$	– volume lançado máximo para a central i , em todos os períodos;
v_i^{min}	– volume mínimo da albufeira i ;
$v_i^{máx}$	– volume máximo da albufeira i ;
qt_i^{min}	– caudal turbinado mínimo da central i ;
$qt_i^{máx}$	– caudal turbinado máximo da central i ;
qb_i^{min}	– caudal bombado mínimo da central i ;
$qb_i^{máx}$	– caudal turbinado máximo da central i ;
qtn_i	– caudal nominal de turbinamento da central i ;
qbn_i	– caudal nominal de bombagem da central i ;
htn_i	– queda nominal de turbinamento da central i ;
hbn_i	– queda nominal de bombagem da central i ;
δ_i	– Coeficiente de bombagem da central i ;
v_{iK}	– volume da última hora da central i ;
vol_{iK}	– volume pretendido na central i , na última hora.

Os volumes iniciais, v_i^0 , assim como as afluências, a_{ik} , e os preços de mercado, π_k , são dados para o problema. Os volumes finais, vol_{iK} , como já foi referido, no HSP de curto prazo também são dados de entrada. Uma hipótese de modelização será impor o volume final, mas também é realizável colocar uma gama de valores possíveis para o mesmo, como por exemplo entre 95 a 100 % do máximo.

Na função objectivo existe um parâmetro, ps , que corresponde a um factor que penaliza os descarregamentos (García-González, et al., 2003, García-González, et al., 2004). Este

factor é determinado de uma forma empírica e, no caso de haver uma situação de aflúências muito grandes e as centrais estarem a turbinar ao máximo, pretende-se evitar que o modelo opte por descarregar água em excesso, diminuindo ligeiramente o volume de armazenamento. De facto, esta situação é muito rara, pois o volume tem de ser fixado pela queda na restrição de curva volume que, por sua vez, tem de ser o mais alto possível para maximizar a potência. No entanto, existem situações em que a variação ligeira de volume implica uma variação de queda muito pequena, e que não perturba a potência, criando oscilações nos volumes, em caso de descarregamentos. Isso pode ser evitado com o factor ps . Contudo é necessário escolher de forma cuidadosa o valor deste parâmetro, pois a adopção de um valor para ps muito elevado pode levar a que uma central a montante não turbine, de modo a que outra a jusante não descarregue porque penaliza a função objectivo.

As restrições apresentadas pelas equações (3.18) e (3.19) representam os limites nos caudais de turbinamento e de bombagem que são dependentes da queda (Fonte: EDP Produção). Estas restrições são incluídas no modelo ao longo do processo iterativo, passo este explicado no fluxograma apresentado no ponto seguinte.

3.3.4 Processo iterativo de sub-relaxação

O HSP de curto prazo tem como principal objectivo identificar uma solução óptima para a operação de um conjunto de centrais hídricas que operam em ambiente de mercado. De modo a representar correctamente a produção real, é necessário considerar o efeito não linear da queda. Como já foi referido, o método escolhido para resolver o problema não linear corresponde a um método iterativo de sub-relaxação proposto em (García-González, et al., 2003).

A potência de turbinamento de uma central hídrica é definida por uma função $P_{ik} = \Phi_i(q_{ik}, h_{ik})$ expressa em (3.2) e ilustrada no Gráfico 3.1 e no Gráfico 3.2. Se considerarmos a queda constante, apenas uma curva é necessária para caracterizar uma central. Tendo em conta a simplificação da perda de carga constante, a curva referida transforma-se numa recta, sendo a função definida como $P_{ik} = \varphi_i(q_{ik})$ exigindo muito

menos esforço computacional. A formulação associada a esta simplificação foi designada por SHPS (Figura 3.1).

No entanto, a resolução do SHPS não permite obter a solução óptima $P_{ik}^* = \Phi(q_{ik}^*, h_{ik}^*)$, a não ser que $\varphi(q_{ik}^*) = \Phi(q_{ik}^*, h_{ik}^*)$. Ora sendo a queda uma variável, é impossível conhecer à partida o seu valor óptimo. Por essa razão, é implementado o processo de sub-relaxação em que, partindo de um valor inicial da queda, é resolvido um problema de SHPS. Este problema permite actualizar o valor da queda dando assim origem a um processo iterativo.

O método consiste basicamente nos seguintes passos:

Passo 1) – Iteração $\nu=1$, iniciar h_{ik}^ν ;

Passo 2) – Construir $\varphi_{ik}^\nu(q_{ik})$;

Passo 3) – Resolver o SHPS com $\varphi_{ik}^\nu(q_{ik})$, $\forall i, \forall k$;

Passo 4) – Actualizar h_{ik}^ν . Se convergência não for atingida, $\nu = \nu + 1$ e seguimos para Passo 2).

De seguida apresenta-se uma descrição mais detalhada de cada um destes Passos.

Passo 1) – Assumindo o nível médio a jusante ξ_{ik} constante, a queda h_{ik}^ν na iteração 1 pode ser calculada com o volume inicial da albufeira, a partir de uma função curva nível-volume pré-determinada, $\rho(v_{ik})$. Este processo apresenta uma grande vantagem visto ser possível utilizar qualquer função para definir esta curva, mesmo não linear. Uma formulação alternativa correspondia a utilizar esta função como restrição com o consequente aumento da complexidade do problema.

Passo 2) – As funções $\varphi_{ik}^\nu(q_{ik})$ são construídas aplicando as equações quer de turbinamento, quer de bombagem, para os actuais valores da queda h_{ik}^ν .

Passo 3) – Após todas as centrais estarem caracterizadas, resolve-se o SHPS, considerando a perda de carga máxima, pelas razões já explicitadas anteriormente. A Figura 3.3 mostra a função usada.

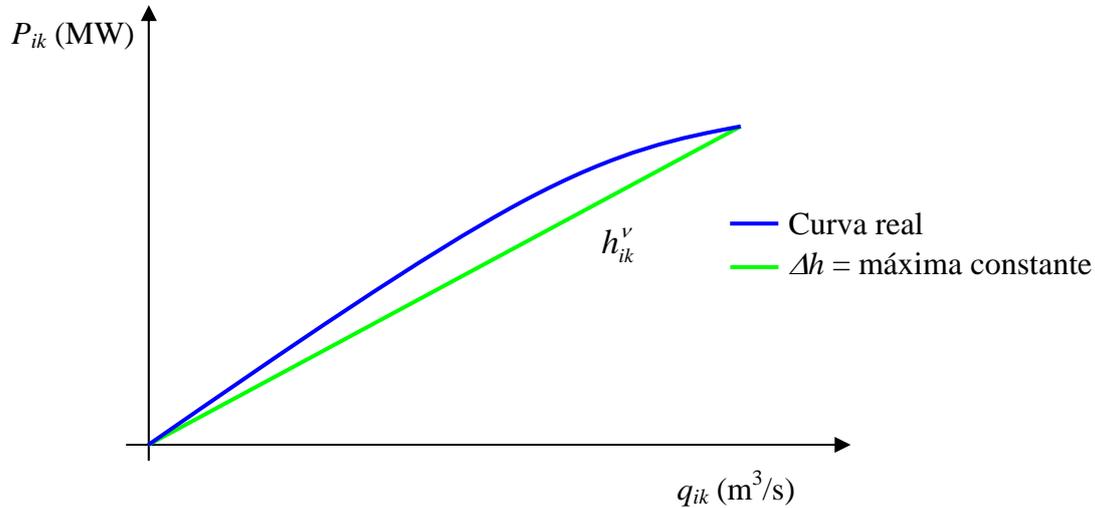


Figura 3.3 – Potência de turbinamento para h_{ik}^v .

Passo 4) – O objectivo deste ponto consiste em verificar se a convergência foi ou não atingida, assim como preparar a realização da próxima iteração, no caso de ser necessário. A última solução do SHPS fornece os novos valores para os volumes a serem usados na iteração seguinte, sendo h_{ik}^{v+1} dado por (3.22).

$$h_{ik}^{v+1} = \rho_i(v_{ik}) \quad (3.22)$$

Como já foi referido, as funções curva-volume dos diversos aproveitamentos foram aproximadas a polinómios de terceiro grau (Fonte: EDP Produção). No entanto, a actualização da nova queda usando apenas os volumes da iteração actual pode levar a divergências no processo iterativo. Para evitar estas oscilações, é usada informação dos volumes da iteração anterior. Definindo um parâmetro de relaxação $\alpha > 0$, a queda a utilizar na iteração seguinte passa a ser obtida através da equação (3.23) tal como se propõe em (García-González, et al., 2003).

$$h_{ik}^{v+1} = \rho(v_{ik}^{v+1}) = \rho(v_{ik}^v + \alpha \cdot (v_{ik} - v_{ik}^v)) \quad (3.23)$$

Deve notar-se que a equação (3.22) é um caso particular da equação (3.23), em que $\alpha = 1$. A selecção do valor de α , é feito de uma forma empírica, e pode depender do problema, tornando este processo *case “dependent”*.

No entanto, em (García-González, et al., 2003, García-González, et al., 2004, García-González, et al., 2006) é proposta uma regra para fixar o valor do α . Nas primeiras iterações, devem ser escolhidos valores baixos para o factor de relaxação para evitar divergências. À medida que o processo iterativo decorre, valores próximos de 1 ajudam o mesmo a convergir. Finalmente, é necessário verificar se a convergência foi atingida ou não. Uma hipótese proposta em (García-González, et al., 2003, García-González, et al., 2004, García-González, et al., 2006), será definir o erro ε a través da expressão (3.24)

$$\varepsilon = \text{máx} \left(\frac{(v_{ik} - v_{ik}^v)}{v_{ik}^v} \right) \quad (3.24)$$

Desta maneira, o processo iterativo termina quando o erro ε for inferior a uma determinada tolerância, como por exemplo, 0,1 %, ou quando se atingir um determinado máximo número de iterações. A implementação do algoritmo atrás referido pode ser resumido no seguinte fluxograma apresentado na Figura 3.4.

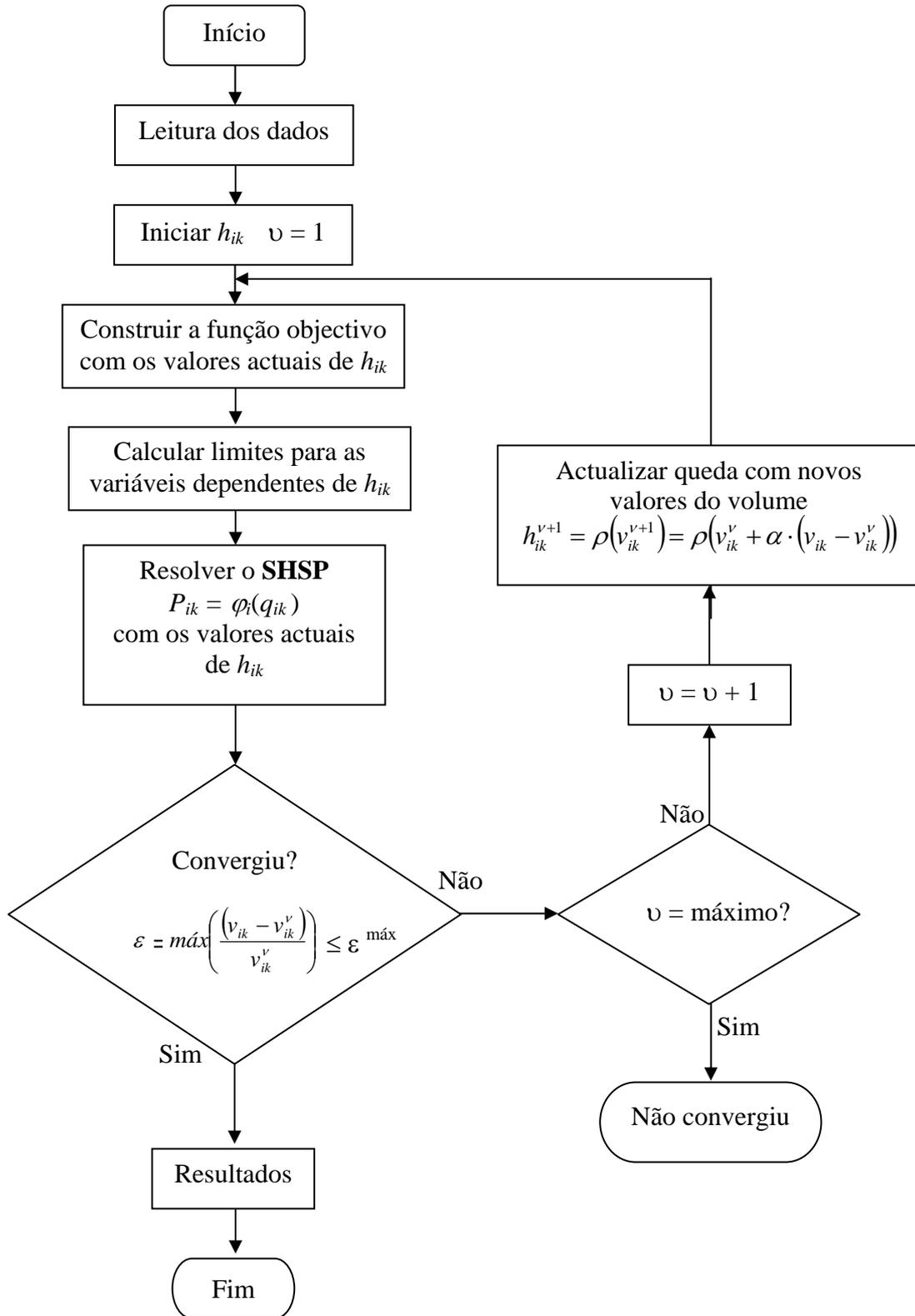


Figura 3.4 – Fluxograma correspondente ao modelo HSP de curto prazo.

CAPÍTULO

4

Coordenação
Curto Médio
Prazo

“O homem deve criar as oportunidades e não apenas encontrá-las...”

Francis Bacon

4.1 Considerações gerais

Como já foi explicitado, as centrais hídricas podem usar o seu recurso com um custo praticamente nulo. Contudo, o mesmo é limitado pelas afluências e pela capacidade de armazenamento. Este facto introduz uma interdependência entre as decisões operacionais tomadas num dado momento, e as consequências futuras dessas decisões. Este problema de como gerir a água, tendo em conta o seu uso futuro, é estudado em alguma literatura (Reneses, et al., 2005) e envolve normalmente estudos de coordenação de médio e longo prazo estando associado com frequência à determinação do valor da água. A Figura 4.1 ilustra o problema atrás referido.

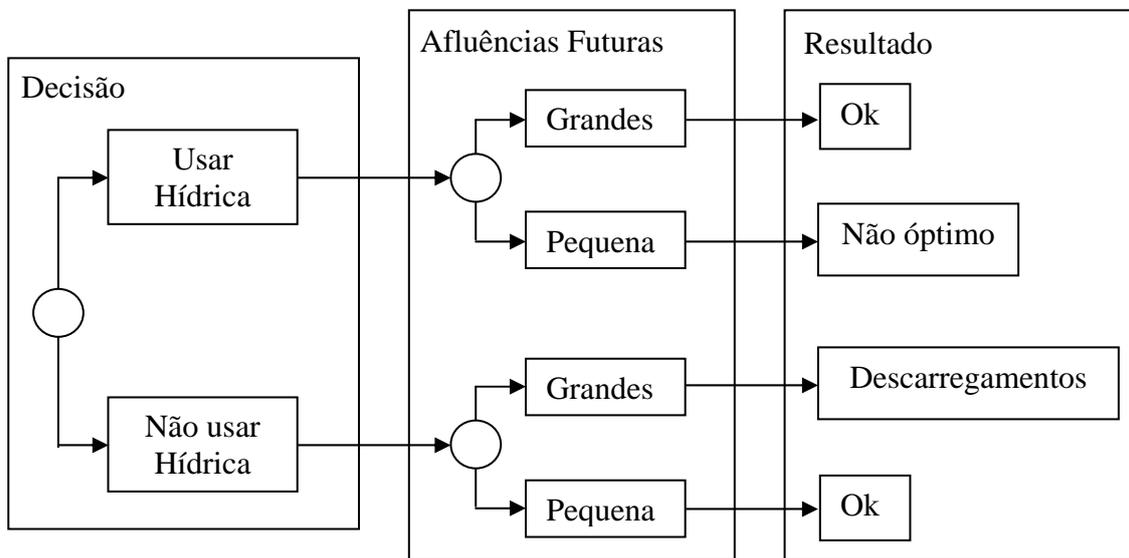


Figura 4.1 – Problema de como gerir a água de um sistema hidroelétrico.

O objectivo deste trabalho consiste na implementação e teste de um modelo que realize a coordenação do HSP com um modelo de médio prazo, para que seja possível estimar a remuneração das centrais num horizonte até um ano. Por isso mesmo, a coordenação com horizonte temporal superior (vários anos) encontra-se fora do âmbito deste texto.

O HSP, apresentado no Capítulo anterior, recebe como dado de entrada os volumes finais de cada aproveitamento ou caudais máximos que podem ser turbinados, pois a sua metodologia não permite processar informação da quantidade de água que deve ser armazenada para as semanas seguintes. Por isso mesmo, e como qualquer modelo de curto prazo, o HSP necessita de encadear o seu algoritmo como um processo externo de

médio prazo, de modo a apresentar melhores resultados. Este encadeamento é ilustrado na Figura 4.2.

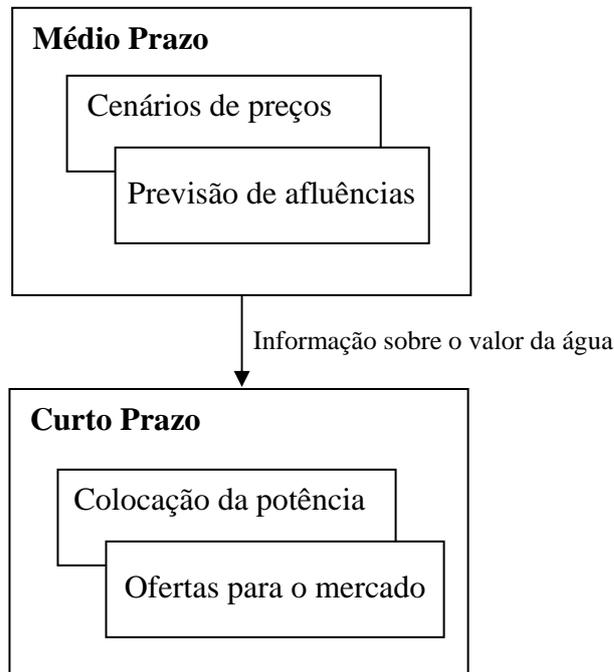


Figura 4.2 – Coordenação entre estudos de médio prazo e curto prazo.

Tal como no modelo de curto prazo, o objectivo de uma empresa que possui um conjunto de aproveitamentos hidroeléctricos será o de maximizar o lucro das centrais, quando operam em ambiente de mercado. Por isso mesmo, a metodologia desenvolvida neste capítulo tem uma filosofia base, análoga à do HSP, mas com algumas simplificações, pois a dimensão do horizonte temporal não permite realizar uma coordenação horária para um ano inteiro.

Uma vez que o horizonte temporal é superior, o risco e a incerteza associadas às afluências e aos preços de mercado também são maiores. Este facto implica que o tratamento da incerteza no caso da coordenação de médio prazo não deva ser negligenciado.

4.2 Modelização usada

Todos os trabalhos referidos na secção 2.4 pressupõem que os aproveitamentos tenham alguma capacidade de guardar água, uma vez que as centrais com armazenamento muito pequeno têm de turbinar todas as afluências, descarregando o excesso, não sendo por isso muito eficaz calcular valias futuras da água neste caso.

Existe outro factor muito importante que influencia a optimização a médio prazo de aproveitamentos hidroeléctricos, e que está relacionado com o risco que as empresas estão dispostas a ter. Se uma empresa estiver interessada em ter risco mínimo, não lhe interessa guardar água para os meses seguintes, pois pode ter riscos de descarregamentos. Neste caso, poderá optar por turbinar sempre que houver água disponível, tendo como horizonte de optimização apenas algumas semanas. Por outro lado, existem empresas que optam por gerir a água em horizontes maiores, e assumindo os riscos associados às incertezas dos preços e das afluências, de modo a tentarem maximizar o seu lucro. Esta estratégia depende do tipo de aproveitamentos que elas possuam.

Neste caso, para a resolução do problema de médio prazo, será implementada uma simplificação do HSP de curto prazo, de modo a obter trajectórias potencialmente óptimas para a gestão da água ao longo das várias semanas de um ano, através da alocação do recurso água ao longo do horizonte temporal. A restrição do balanço da água irá fornecer a variável dual, correspondente ao valor da água armazenada. No modelo desenvolvido, considerou-se ainda que a cascata, no seu geral, possui alguma capacidade de armazenamento.

4.3 Formulação do problema

4.3.1 Simplificações em relação ao HSP

Um dos principais factores que torna a resolução de um problema HSP horário, para um ano completo, muito complexo relaciona-se com o elevado número de períodos. Notar que para um ano seriam 8 760 horas. Uma hipótese para resolver um HSP horário para

um ano seria considerarmos agrupamentos consecutivos de horas tal como é sugerido em (Parrilla, et al., 2006). Mas, como já foi referido, a correcta utilização da bombagem em função dos preços de mercado é garantida pela resolução horária do problema. Ora, para um ano teríamos um número muito elevado de variáveis que tornariam o problema com o HSP praticamente irresolúvel.

Por esta razão, é necessário implementar um modelo de médio prazo que, forneça informação ao modelo de curto prazo (HSP), onde serão consideradas algumas simplificações para a resolução do problema:

- a resolução do horizonte temporal dependerá da limitação do número de variáveis do programa computacional usado, sendo que, no caso de estudo da cascata do Douro Nacional, a resolução escolhida para este trabalho será de uma semana, o que corresponde a um horizonte temporal de 52 períodos. Isto implica que a bombagem tenha de ser desprezada neste caso, pois com a resolução de uma semana, perde-se a cronologia diária que os ciclos da mesma apresentam;
- no caso de estudo de médio prazo de uma albufeira será possível incluir a bombagem, pois a resolução temporal será definida com um agrupamento de 6 horas, o que corresponde a um horizonte temporal de 1 460 blocos para um ano. Esta resolução de 6 horas foi escolhida porque, sendo apenas um aproveitamento, é possível tratar um maior número de períodos em relação ao caso anterior, tendo em conta a limitação ao nível do número de variáveis do programa computacional usado;
- os preços de mercado, assim como as afluências a utilizar serão valores médios calculados de acordo com a resolução horizonte temporal escolhida;
- as simplificações já referidas para o HSP, são mantidas neste problema.

4.3.2 Variáveis, Restrições e Função Objectivo

No problema de médio prazo, as variáveis e as restrições são as mesmas do HSP, pois as simplificações estão relacionadas com o número de períodos admitidos. A única excepção é a bombagem, que no caso das albufeiras do Douro Nacional, não é considerada. O único tratamento de informação necessário está relacionado com os

dados do problema, nomeadamente com as suas unidades. Uma vez que a resolução do horizonte temporal está dependente do limite físico do número de variáveis do programa computacional, têm de ser calculados valores médios para as afluências e os preços de mercado, em função da resolução do horizonte escolhida, alterando assim as unidades de todas as variáveis. Por exemplo, no caso do estudo de médio prazo do Douro Nacional, os preços serão médias semanais, as afluências serão dadas em hm³ por semana, e os resultados serão turbinamentos e descarregamentos em hm³ por semana. Para o estudo de médio prazo de um aproveitamento isolado, os preços de mercado serão médias de 6 horas, e os caudais afluentes, turbinados, descarregados e bombados serão dados em hm³ por 6 horas.

A função objectivo também permanece a mesma, com a excepção do caso em estudo para o Douro Nacional, em que a bombagem é ignorada. Assim, para este caso, a função objectivo do problema é dada pela equação (4.1).

$$Máx \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J (\pi_j \cdot Pt_{ij}) - (ps \cdot s_{ij}) \quad (4.1)$$

Por seu lado, as restrições e variáveis são análogas às da formulação descrita em 3.3.3, com excepção da bombagem. Neste caso i representa o índice da central, j o índice do período, I o número total de centrais e J o número total de períodos escolhidos para o problema de médio prazo.

A coordenação do modelo de curto prazo (HSP) com as informações provenientes do estudo de médio prazo é apresentada no diagrama da Figura 4.3.

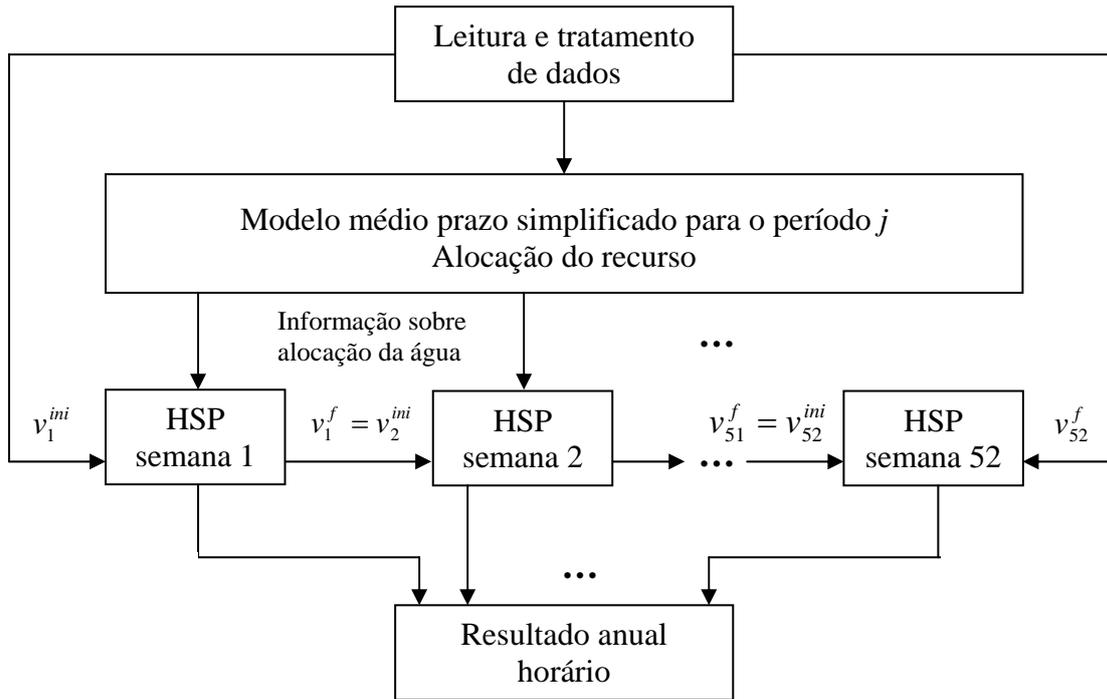


Figura 4.3 – Coordenação do HSP com o modelo de médio prazo.

Os volumes inicial e final do ano, v_1^{ini} e v_{52}^f são dados de entrada. Os volumes intersemanais são geridos pelo HSP e a quantidade de recurso a usar, que corresponde aos volumes lançados em cada semana, são fornecidos pelo modelo de médio prazo. Em termos de resultado final, a solução não corresponde à óptima global devido às simplificações consideradas no modelo de médio prazo, mas, pelo menos, será uma solução de melhor qualidade do que aquela que seria obtida sem considerar a informação de médio prazo. Este facto verifica-se porque, se o HSP não tiver informação relativa aos volumes finais, a resolução do problema de optimização leva à utilização de toda a água disponível para maximizar o lucro nas primeiras semanas. Isto pode fazer com que, em semanas futuras, as centrais fiquem paradas por falta de água, levando a uma estratégia de operação que poderá ser prejudicial para a empresa.

4.4 Modelização da Incerteza

No planeamento a curto prazo (operação), os riscos e incertezas que as empresas produtores enfrentam estão relacionados essencialmente com saídas de serviço por avarias dos geradores. Mesmo no caso das afluências e preços de mercado, apesar de

haver sempre algum risco, a sua previsão ao longo de uma semana é em geral bastante fiável.

Quando falamos em modelos de médio prazo (alguns meses até um ano) os riscos e incertezas são bem maiores, e podem estar relacionados com grandes flutuações na hidraulicidade, ou nos preços de mercado, que podem ser influenciados por variações dos preços de combustível, assim como novos e diferentes contratos de transacção de energia nos mercados. Por tudo isto, as empresas encontram-se sujeitas a riscos muito maiores, sendo importante tratar a incerteza.

Em (Cabero, et al., 2005) é sugerido um método baseado numa análise de cenários, onde é introduzida a natureza estocástica das variáveis, como por exemplo nas aflúências naturais. Noutro trabalho, (Barroso, et al., 2003), são criados cenários para cada subsistema (produção, consumo, aflúências, preços mercado) e depois integrados num problema global. Em (García-González, et al., 2004), a incerteza é tratada através de cenários de preços com diferentes probabilidades de ocorrência, sendo também considerada uma restrição para garantir um proveito mínimo pré-definido que, segundo os autores garante lucros mais elevados.

Neste trabalho, a incerteza é tratada através da construção de cenários ao nível das aflúências e dos preços de mercado, calculando no final um valor médio estimado para a remuneração das centrais hídricas.

De facto, o uso de valores médios neste caso corresponde a uma estratégia que requer alguma atenção. Com efeito, se efectuarmos apenas uma única optimização anual tendo em conta dados obtidos através de valores médios de aflúências, poderíamos afirmar que, em média, a central teria uma produção correspondente a essas aflúências. Na prática, isto não acontece, porque as aflúências não chegam aos aproveitamentos uniformemente distribuídas ao longo do tempo, mas sim em alguns períodos do ano, como por exemplo no Inverno. Utilizar um valor médio de aflúências poderia significar que a central, tendo capacidade de aportar esse volume, nunca descarregaria. Mas na verdade, em períodos em que há grandes aflúências, parte da água que chega à albufeira tem de ser descarregada devido à capacidade finita de armazenamento. Isto implica que

não é totalmente correcto trabalhar com dados de entrada correspondentes a valores médios.

Assim, a sugestão apresentada neste trabalho consiste em aplicar a optimização a vários cenários de afluências e preços (por exemplo, 10 anos hidrológicos e 3 cenários de preços) para determinar e avaliar o comportamento das centrais, estimativas dos valores esperados dos descarregamentos, das produções e das remunerações de cada central.

CAPÍTULO

5

Aplicação da Metodologia – Casos de Estudo

“O único homem que está isento de erros é aquele que não arrisca a acertar...”

Albert Einstein

5.1 Apresentação dos Casos de Estudo

5.1.1 Caracterização dos Aproveitamentos Hidroeléctricos

A aplicação HSP desenvolvida neste trabalho, como já foi referido, será testada em três casos diferentes, dois aproveitamentos isolados estudados separadamente e uma cascata. Os aproveitamentos individuais serão denominados por *Aproveitamento Hidroeléctrico Muito Grande* (AHMG), e *Aproveitamento Hidroeléctrico Muito Pequeno* (AHMP) e são baseados em dados reais de dois aproveitamentos da EDP Produção, gentilmente cedidos por esta empresa. São dois aproveitamentos com bombagem, e o AHMP não terá aflúncias. O terceiro caso corresponde a uma cascata de oito aproveitamentos, dois deles com bombagem e cujos dados e configuração hidráulica são baseados na cascata do Douro Nacional, mas com a inclusão de duas novas centrais. Alguns dos dados foram alterados, por motivos de confidencialidade dos dados originais.

O AHMG é caracterizado por ser um aproveitamento com um armazenamento muito grande e uma queda pequena, enquanto que o AHMP apresenta um volume muito pequeno e uma queda muito grande. Com estes dois aproveitamentos, será possível realizar uma análise detalhada do comportamento do HSP para centrais muito diferentes. O Quadro 5.1 apresenta as características fundamentais destes dois aproveitamentos encontrando-se os dados completos no Anexo A.

Aproveitamento	Volume Máximo (hm³)	Volume Mínimo (hm³)	Caudal Nominal Turbimamento (m³/s)	Caudal Nominal Bombagem (m³/s)	Queda Nominal (m)
AHMG	4 000	1 300	400	320	60
AHMP	1	0,2	40	32	500

Quadro 5.1 – Características dos aproveitamentos AHMG e AHMP.

O Douro Nacional é um dos subsistemas hidroeléctricos mais importantes do sistema electroprodutor português representando cerca de 50 % da produção hídrica total do parque da EDP Produção, em ano médio. A ilustração desta cascata é apresentada na Figura 5.1.

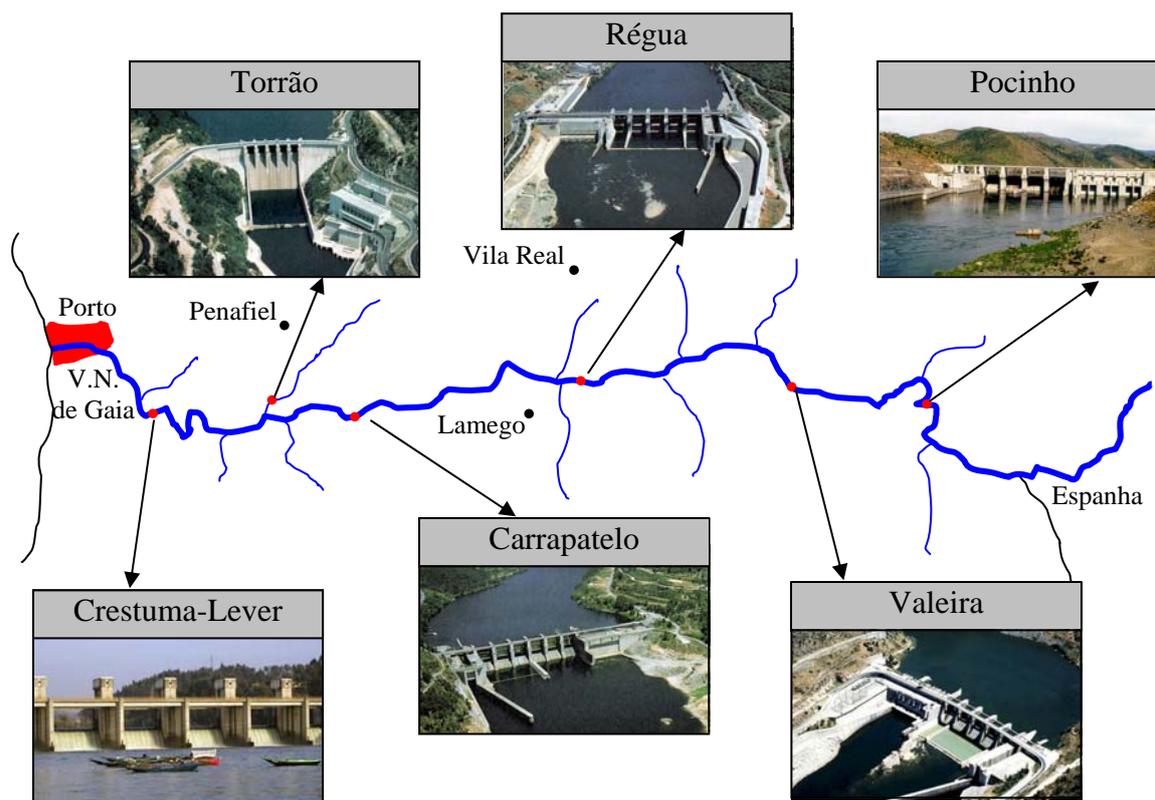


Figura 5.1 – Cascata do Douro Nacional.

As principais características dos aproveitamentos apresentam-se no Quadro 5.2.

Aproveitamento	Volume Útil (hm ³)	Caudal Nominal Turbimamento (m ³ /s)	Caudal Nominal Bombagem (m ³ /s)	Queda Nominal (m)
Crestuma-Lever	22	1 350	-	11
Torrão	59	322	324	53
Carrapatelo	14	750	-	31
Régua	12	756	-	25
Valeira	12	1 000	-	27
Pocinho	12	1 075	-	20

Quadro 5.2 – Características reais dos principais dos aproveitamentos do Douro Nacional.

Como já foi referido, e de modo a garantir a confidencialidade, alguns dos dados reais foram ligeiramente alterados, assim como a configuração da rede hidráulica. Uma vez

que esta cascata é caracterizada por ter uma pequena capacidade de armazenamento, foram também acrescentadas duas novas albufeiras, que podem representar duas novas construções no Douro Nacional, possuindo um elevado encaixe de volume de água. A configuração hidráulica usada para representar o terceiro caso de estudo foi denominada por *Douro Nacional Adaptado*, (DNA) e encontra-se representada na Figura 5.2.

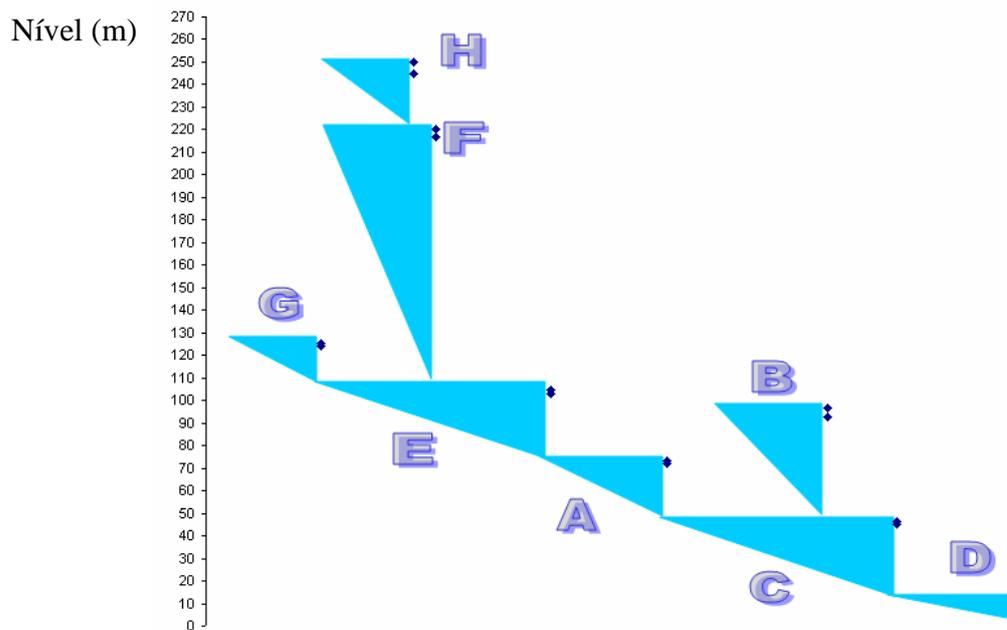


Figura 5.2 – Esquema da cascata DNA usada neste trabalho.

As centrais B e F dispõem de bombagem. As características principais são as apresentadas no Quadro 5.3, sendo uma caracterização mais detalhada apresentada no Anexo B. Esta caracterização baseada em dados reais gentilmente fornecidos pela EDP Produção, não representa o comportamento real da cascata do Douro Nacional, tendo sido alterados os dados, como já foi referido.

Central	Volume máximo (hm³)	Volume mínimo (hm³)	Caudal nominal turbinamento (m³/s)	Caudal nominal bombagem (m³/s)	Queda nominal (m)	Potência (MW)
G	31	25	120	-	30	31
H	83	71	500	-	21	90
F	216	156	210	162	116	205
E	97	85	550	-	30	145
A	95	82	744	-	27	141
C	148	132	705	-	33	201
B	106	84	320	251	50	136
D	110	94	750	-	11	65

Quadro 5.3 – Características principais dos oito aproveitamentos da cascata DNA usados neste estudo.

Todos os aproveitamentos considerados possuem apenas uma central eléctrica. Para efeitos de bombagem, e quando falamos dos aproveitamentos isolados, considera-se que não há restrições em termos de volume disponível a jusante.

5.1.2 Afluências e Preços de Mercados

Sendo bastante complicado conseguir boas previsões para estas variáveis, as afluências usadas para os casos de estudo neste trabalho resultam de registos gentilmente fornecidas pela empresa EDP Produção, sendo ligeiramente alterados por motivos de confidencialidade. Por seu lado, os preços de mercado serão baseados em registos de três anos de preços do Mercado Espanhol, obtidos na base de dados do Operador de Mercado Espanhol, sendo também ligeiramente alterados. Desta maneira, e sem prejuízo para a análise do comportamento do modelo implementado, os estudos serão baseados em dados históricos e não em previsões.

5.1.3 Estruturação dos Testes

Os testes irão ser realizados da seguinte forma:

- serão definidos Casos de Estudo que serão numerados para futura referência. Os dados para os Casos de Estudo (volume inicial, volume final, afluências e preços de mercado) serão escolhidos de forma a demonstrar o comportamento do HSP para casos diferentes;
- os estudos de médio prazo com os sistemas AHMG e AHMP serão realizados apenas para 1 ano de preços de mercado e 1 ano de afluências;
- os preços de mercado para os testes com horizonte de uma semana serão os mesmos dentro de cada problema (AHMG, AHMP e DNA);
- o erro na convergência admitido será de 0,1 %, exceptuando os testes com realizados com o DNA em que o erro máximo admitido será de 1 %;
- o estudo de médio prazo realizado com o DNA será executado para 10 anos hidrológicos de afluências e 3 cenários de preços;
- o parâmetro α foi definido com o valor de 0,75 para todos os testes, pois foi o parâmetro que para todos os casos permitiu ter melhores resultados;
- no caso de estudo de médio prazo do DNA, o parâmetro α foi sendo actualizado ao longo das iterações adoptando o processo sugerido em 3.3.4.

5.1.4 Ferramenta computacional usada

Como já foi referido, o método escolhido para a resolução do problema foi o apresentado nos pontos 2.3.4 e 3.3.4, que corresponde essencialmente à resolução de vários problemas lineares até atingir a convergência resolvendo-se assim o problema não linear inicial.

Para a resolução de cada problema de Programação Linear, a ferramenta escolhida foi o *MatLab 6.5*, nomeadamente a função *Linprog* da *Optimization Toolbox*. Esta função é normalmente utilizada para resolver problemas de grande escala, como por exemplo os problemas relacionados com sistemas eléctricos de energia ou optimização hídrica, de

uma forma muito robusta e rápida, uma vez que a mesma permite usar um Método de Pontos Interiores.

Os testes foram todos realizados numa máquina AMD Athlon XP-M a 1,8 GHz com 448 MB de memória RAM.

5.2 Problema com o AHMG isolado

5.2.1 Resultados do HSP para 168 horas (Curto Prazo)

5.2.1.1 Teste com uma semana de um ano hidrológico seco sem restrição do volume final

De seguida apresentam-se os resultados para o Caso de Estudo 1. Os dados para todos os casos de estudo serão escolhidos de forma a mostrar os diferentes comportamentos do HSP para diferentes situações.

Caso de Estudo 1

- Volume Inicial = 1 000 hm³
- Volume Final livre (significa que não é imposta nenhuma restrição ao volume final)
- Afluências nulas em todos os períodos
- Preços Mercado Semana Teste (representados no Gráfico 5.1)

Os resultados obtidos para o Caso de Estudo 1 são apresentados nos Gráficos 5.1 a 5.3 e nos Quadros 5.4 e 5.5. Em primeiro lugar, serão apresentados os resultados referentes ao aproveitamento e, de seguida, os resultados da convergência do processo iterativo.

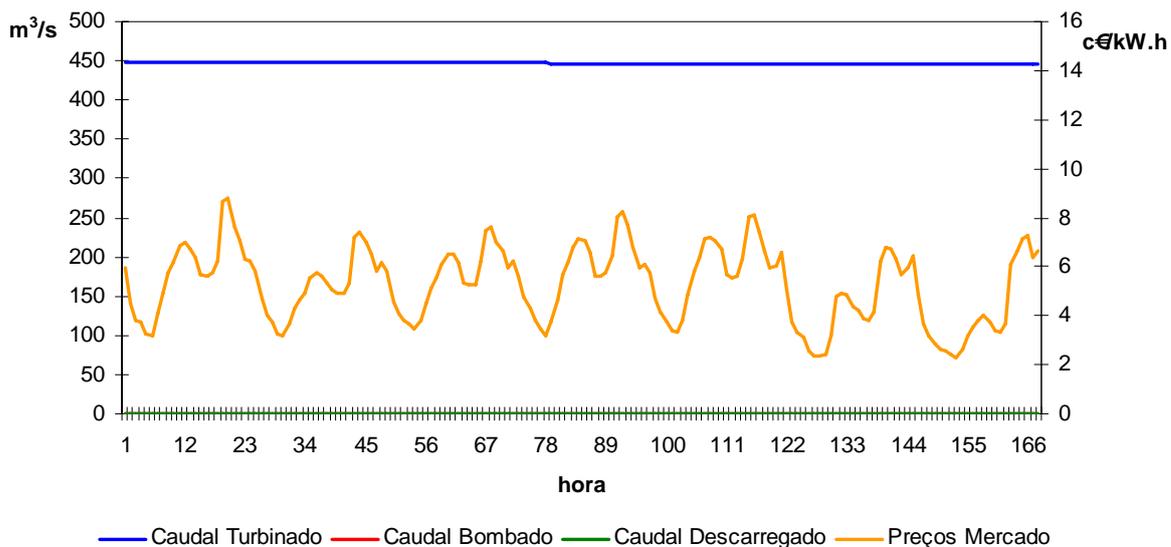


Gráfico 5.1 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 1.

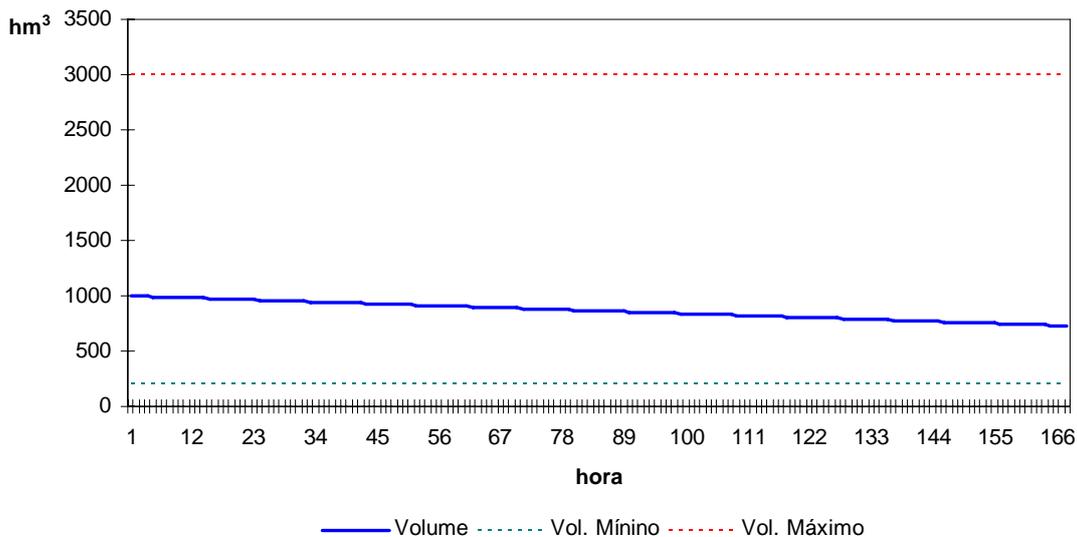


Gráfico 5.2 – Resultados para o volume do Caso de Estudo 1.

Caso de Estudo 1		
Produção	(MW.h)	42 266
Consumo Bombagem	(MW.h)	0
Valor Produção	(k€)	2 264,02
Custo Bombagem	(k€)	0
Margem Líquida	(k€)	2 264,02

Quadro 5.4 – Resultados finais para Caso de Estudo 1.

O Gráfico 5.3 e o Quadro 5.5 apresentam os resultados da convergência do processo iterativo para esta Caso de Estudo.

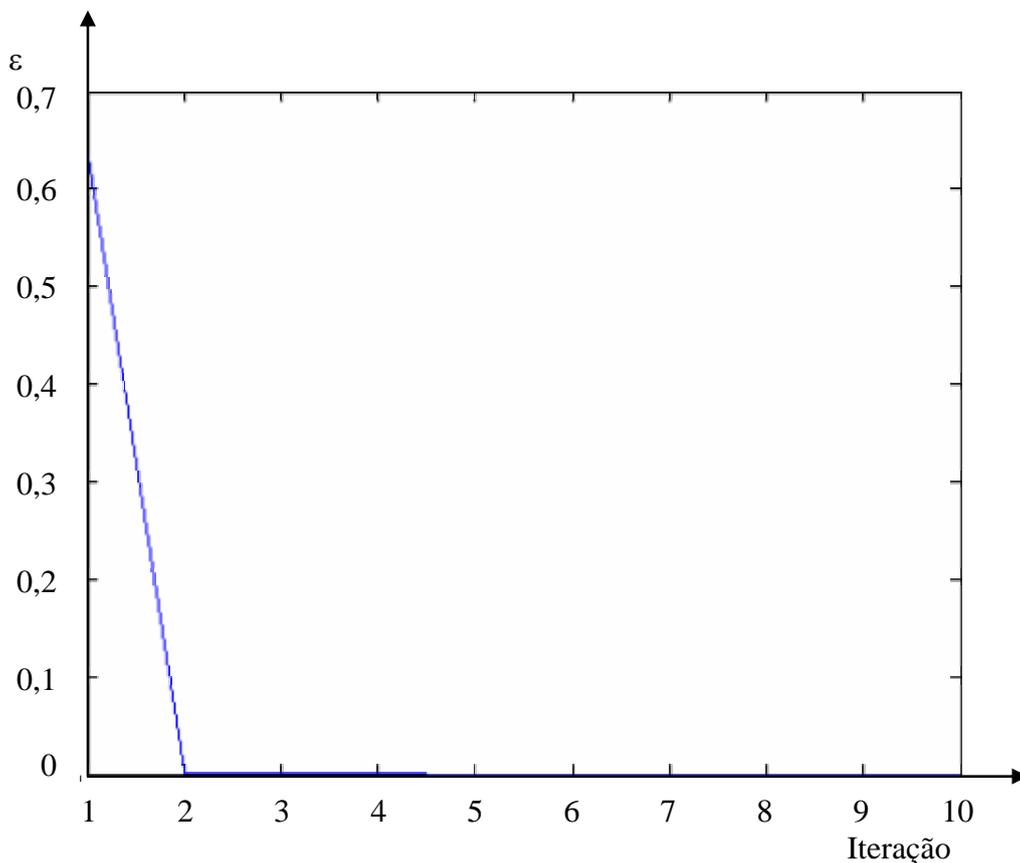


Gráfico 5.3 – Evolução do erro ao longo das iterações do Caso de Estudo 1.

Tempo (s)	0,741
Num. Iterações	4
Erro	0,000019962

Quadro 5.5 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 1.

Pela análise do Gráfico 5.1 podemos verificar que o AHMG turbinou ao máximo durante as 168 horas da semana, sendo a bombagem e o descarregamento nulos. Este facto acontece porque, apesar de as afluências serem nulas, este aproveitamento tem água armazenada suficiente para turbinar ao máximo durante as 168 horas da semana, sendo que ainda sobrou água no último período.

Analisando o Gráfico 5.2, verificamos que o volume foi diminuindo durante todo o horizonte temporal. Não havendo informação sobre o volume final (volume final livre) e sendo as afluências nulas, o sistema turbinará o máximo que for possível de modo a maximizar o lucro. Este é o caso típico de um modelo de curto prazo não incluindo informação sobre o valor da água.

Finalmente, analisando o Quadro 5.5, verificamos que a convergência foi muito rápida, sendo obtido um erro relativo inferior a 0,1 %.

5.2.1.2 Teste com uma semana de um ano hidrológico seco com restrição do volume final

De modo a analisar a eficiência do HSP com uma restrição no volume final define-se o Caso de Estudo que se apresenta em seguida.

Caso de Estudo 2

- Volume Inicial = 1 000 hm³
- Volume Final = 1 000 hm³
- Afluências nulas em todos os períodos
- Preços Mercado Semana Teste

Os Gráficos 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7 e os Quadros 5.6 e 5.7 apresentam os resultados obtidos com este Caso de Estudo.

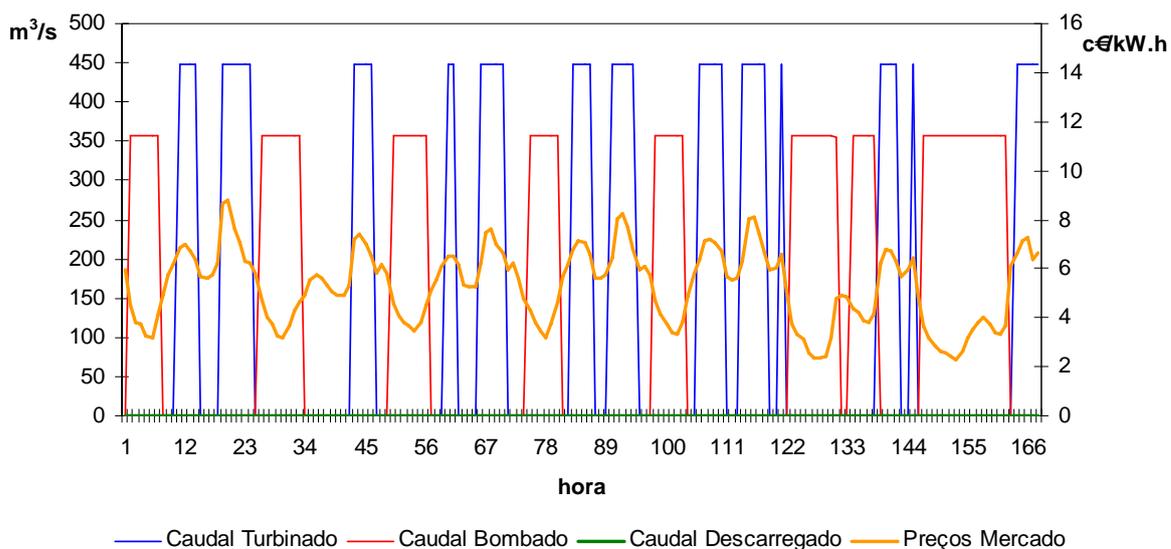


Gráfico 5.4 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 2.

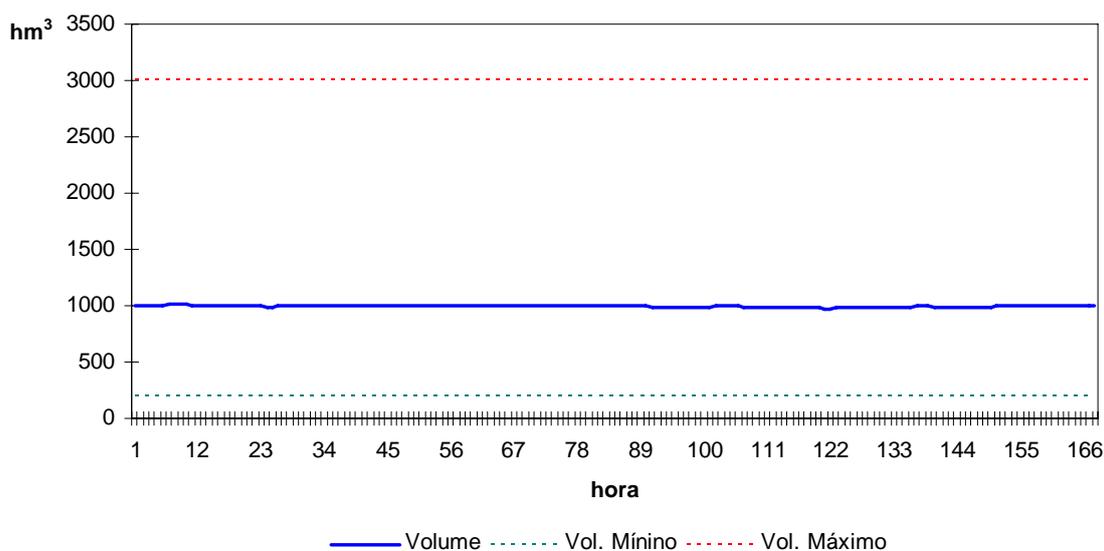


Gráfico 5.5 – Resultados para o volume do Caso de Estudo 2.

Caso de Estudo 2		
Produção	(MW.h)	12 893
Consumo Bombagem	(MW.h)	16 531
Valor Produção	(k€)	915,85
Custo Bombagem	(k€)	588,48
Margem Líquida	(k€)	327,37

Quadro 5.6 – Resultados finais para Caso de Estudo 2.

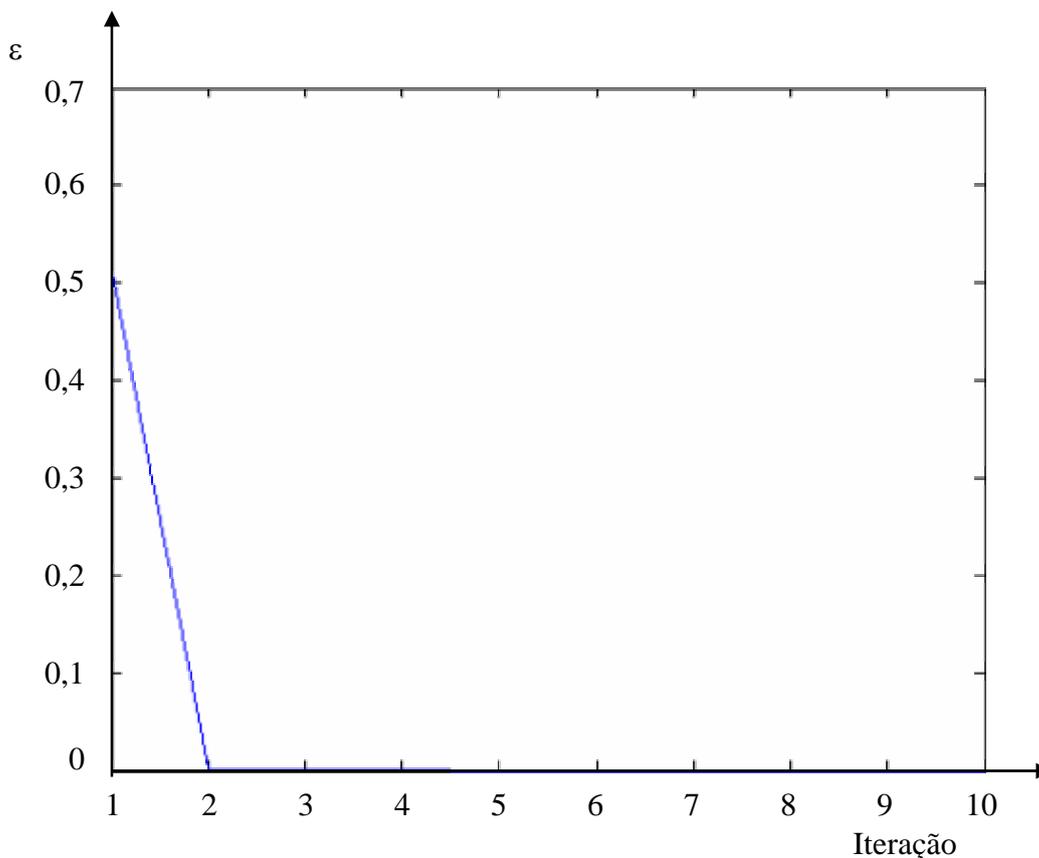


Gráfico 5.6 – Evolução do erro ao longo das iterações do Caso de Estudo 2.

Tempo (s)	0,831
Num. Iterações	4
Erro	0,00004

Quadro 5.7 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 2.

Analisando o Gráfico 5.4, verificamos que o AHMG necessita de realizar bombagem para poder turbinar, uma vez que o volume final tem de ser igual ao volume inicial (Gráfico 5.5), e as afluências são nulas. Observando com atenção, verifica-se que o turbinamento está colocado nas horas de preço elevado, enquanto que a bombagem está colocada nas de preço baixo. Se for construído um gráfico com os preços ordenados do mais alto para o mais baixo, e se fizer corresponder o turbinamento e a bombagem a esses preços obtém-se o resultado apresentado no Gráfico 5.7. Este Gráfico evidencia que a colocação da bombagem é realizada nas horas dos preços mais baixos, enquanto que o turbinamento se encontra nas horas de preços altos.

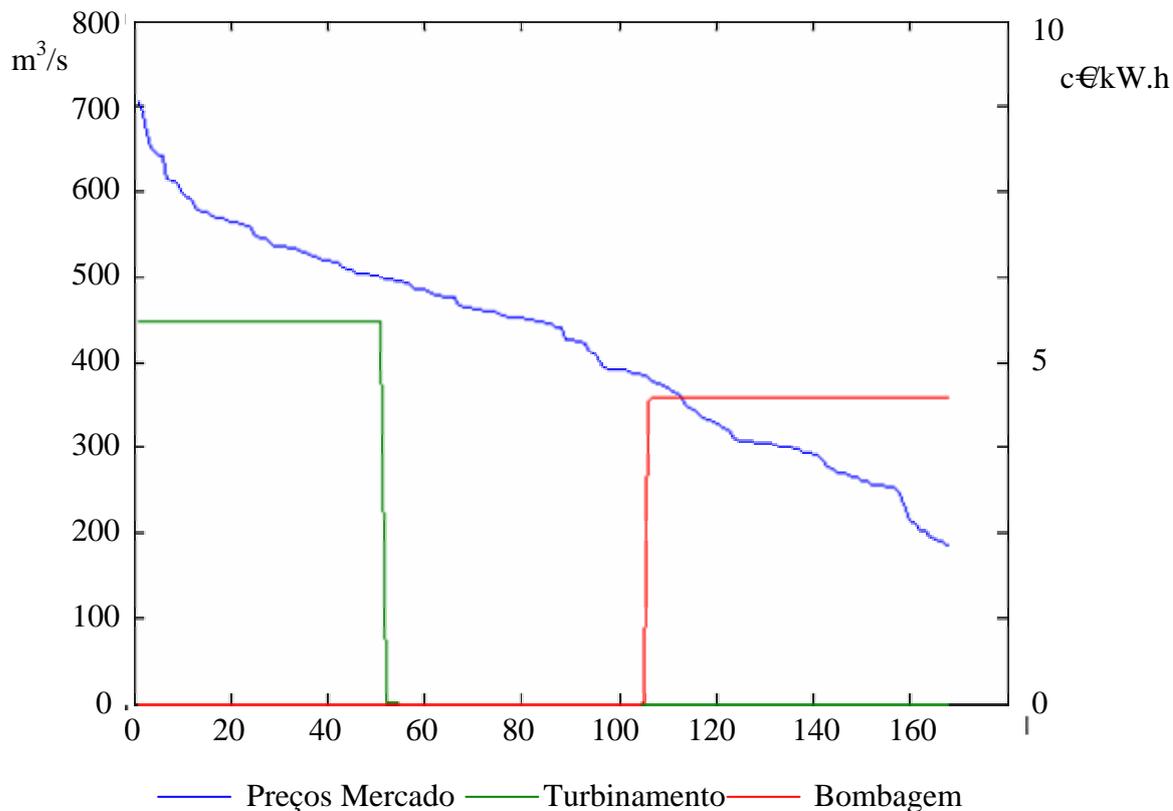


Gráfico 5.7 – Colocação do turbinamento e da bombagem em função dos melhores preços para o Caso de Estudo 2.

Em relação à convergência para o Caso de Estudo 2, pela análise do Quadro 5.7, verifica-se que apesar da inclusão de uma nova restrição o modelo reagiu bem, sendo a convergência muito rápida e em poucas iterações.

5.2.1.3 Teste com uma semana de um ano hidrológico húmido com restrição do volume final

De modo a avaliar o comportamento do HSP no caso de haver grandes afluências, serão em seguida apresentados alguns testes considerando uma condição hidrológica húmida. O volume final será imposto.

Caso de Estudo 3

Neste Caso de Estudo foram considerados os seguintes valores:

- Volume Inicial = 3 000 hm³
- Volume Final = 3 000 hm³
- Afluências correspondente a uma semana de um ano hidrológico húmido
- Preços Mercado Semana Teste

As afluências consideradas para este caso são as apresentadas no Gráfico 5.8.

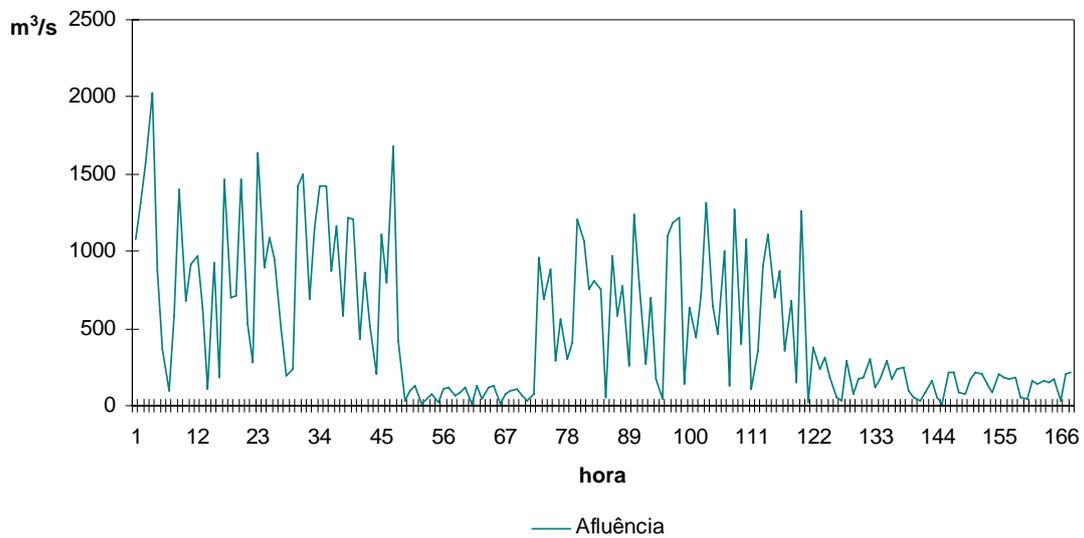


Gráfico 5.8 – Afluências para o Caso de Estudo 3.

Os resultados obtidos para este Caso de Estudo são apresentados nos Gráficos 5.9, 5.10 e 5.11 e nos Quadros 5.8 e 5.9.

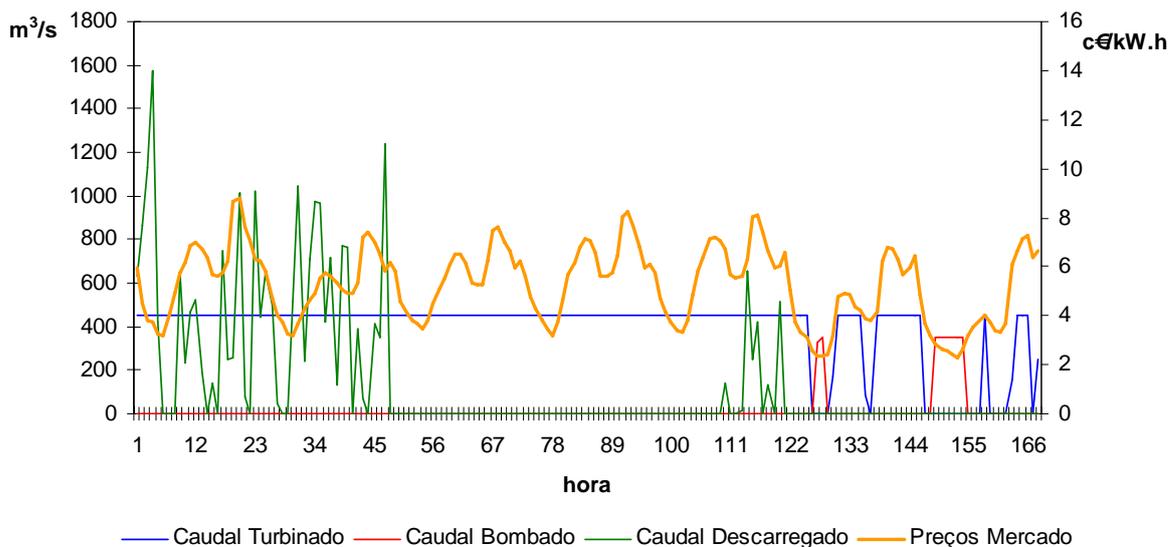


Gráfico 5.9 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 3.

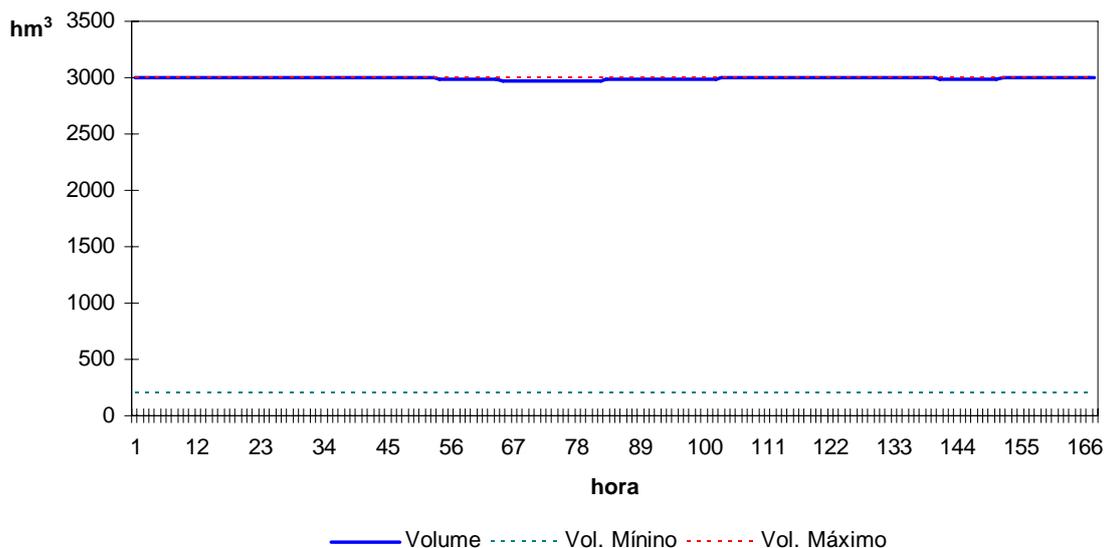


Gráfico 5.10 – Resultados para o volume do Caso de Estudo 3.

Caso de Estudo 3		
Produção	(MW.h)	38 429
Consumo Bombagem	(MW.h)	2 116
Valor Produção	(k€)	2 180,57
Custo Bombagem	(k€)	52,45
Margem Líquida	(k€)	2 128,12

Quadro 5.8 – Resultados finais para Caso de Estudo 3.

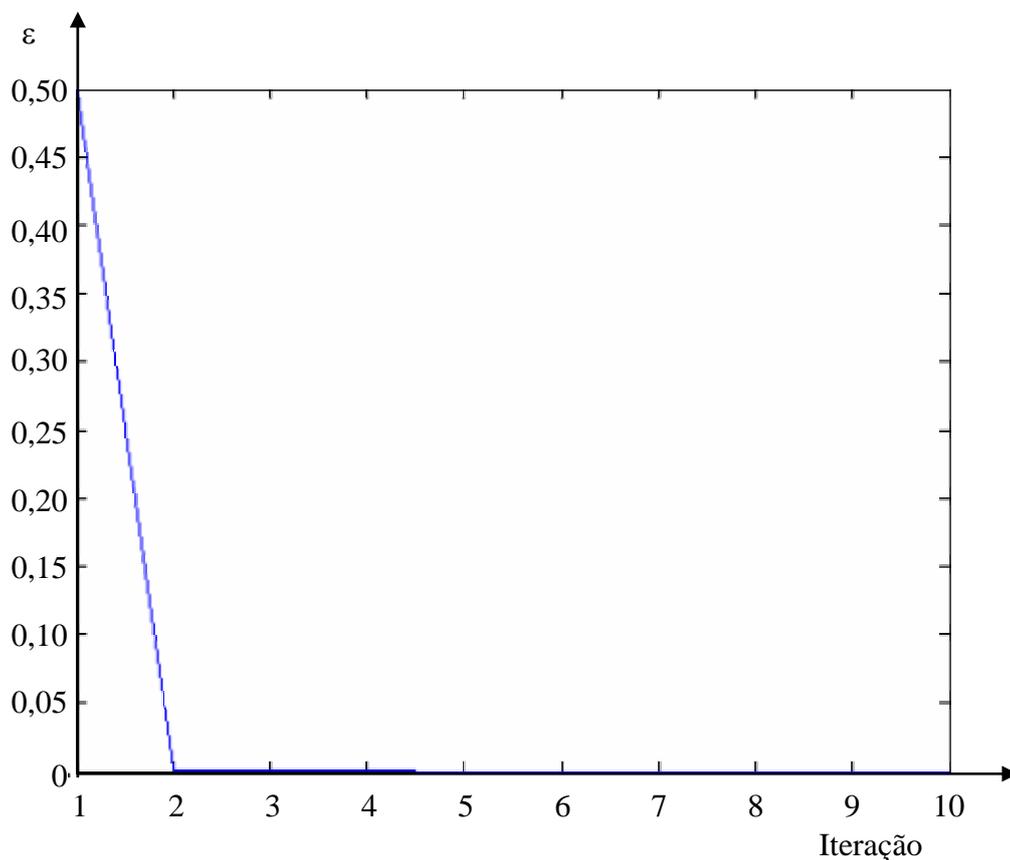


Gráfico 5.11 – Evolução do erro ao longo das iterações do Caso de Estudo 3.

Tempo (s)	1,18
Num. Iterações	4
Erro	0,00000077

Quadro 5.9 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 3.

Analisando os resultados obtidos para o Caso de Estudo 3, verificamos que o modelo apresenta um bom comportamento, mesmo no caso de haver descarregamentos. Observando atentamente o Gráfico 5.9, nota-se que enquanto há afluições, o AHMG turbina ao máximo, mantendo-se o volume aproximadamente constante. Na parte final da semana, é necessário realizar algumas horas de bombagem, para cumprir a restrição do volume final, pois nas últimas horas as afluições são pequenas tal como se pode constatar no Gráfico 5.8.

5.2.1.4 Teste do Caso de Estudo 3 com diferentes perdas de carga

Como já foi referido, o HSP assume a perda de carga constante e com valor máximo. Os resultados que se seguem mostram o impacto da variação da perda de carga no HSP.

Perda de Carga	Margem Líquida (k€)	Tempo (s)
0	2 155,70	1,16
Média	2 148,36	1,23
Máxima	2 128,12	1,18
Função do Caudal	2 128,90	2,13

Quadro 5.10 – Comparação do Caso de Estudo 3 com as diferentes hipóteses para o tratamento da perda de carga.

A análise do Quadro 5.10 confirma a validade da simplificação explicada no Gráfico 3.4.

5.2.1.5 Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção para o AHMG

A EDP Produção dispõe de vários modelos que permitem tratar o problema que tem vindo a ser analisado. O Departamento de Planeamento e Controlo dispõe de um modelo que realiza a simulação horária para um aproveitamento isolado, tendo os seus responsáveis autorizado a realização de um teste de comparação do HSP com o seu modelo. Neste texto, este modelo será identificado como MSH. Trata-se de um modelo que resolve o problema completo, sem aproximações e que utiliza uma técnica de resolução não linear. De seguida, mostram-se os resultados obtidos para várias semanas com o HSP e o MSH salientando que, apesar de baseados em dados reais, estes resultados não representam nenhum caso efectivo desta empresa.

Semana	HSP		MSH	
	Margem (€)	Tempo (s)	Margem (€)	Tempo (s)
1	314 153	0,85	308 969	181
2	375 291	0,92	371 296	178
3	315 916	0,88	303 490	175
4	2 156 735	0,60	2 156 580	177
5	495 722	0,94	484 358	180
6	246 898	0,96	243 773	175
7	256 851	1,02	252 645	177

Quadro 5.11 – Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção, para o AHMG.

O Quadro 5.11 permite verificar que o HSP apresenta resultados muito satisfatórios, pois além de conseguir uma margem superior em todos os casos, (na ordem dos 2 % e cumprindo todas as restrições), o tempo de processamento para chegar à solução é consideravelmente inferior ao exigido pelo MSH.

5.2.2 Resultados do HSP para 1 ano (Médio Prazo)

5.2.2.1 Análise do Problema de Médio Prazo

O objectivo do problema de médio prazo consiste em obter uma boa alocação do recurso água, durante um ano completo, para alimentar o HSP semana a semana. Como já foi referido, o horizonte temporal do estudo de médio prazo depende do caso em análise. Se se considerar um aproveitamento isolado, a resolução adoptada para o horizonte temporal será de períodos de 6 horas agrupadas, ficando assim o ano dividido em 1460 blocos. Com esta divisão, corremos o modelo HSP simplificado para o ano completo, seleccionado de forma aleatória, que nos dará a informação sobre os volumes máximos a turbinar durante cada semana (na prática representa informação de qual o volume de água a guardar para as semanas seguintes). Os dados relativos às afluências e preços de mercado utilizados no Caso de Estudo 4 são apresentados de seguida, nos Gráficos 5.13 e 5.14 respectivamente. Estes dados foram usados como entrada no modelo de médio prazo. De seguida, usando a informação dos resultados modelo de médio prazo, o HSP é usado para resolver as 52 semanas do ano hora a hora.

Caso de Estudo 4

- Volume inicial = 1 000 hm³
- Volume final livre

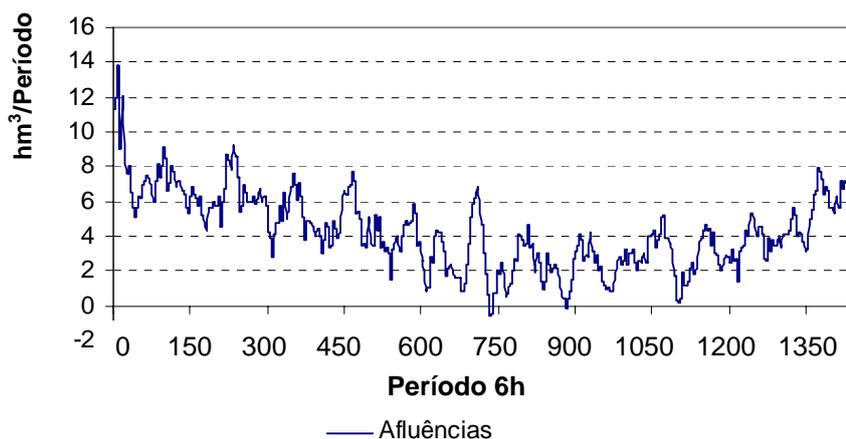


Gráfico 5.12 – Afluências para o estudo do AHMG de médio prazo.

Deve notar-se a existência de afluências negativas no período 750. Este facto está relacionado com a representação da evaporação que origina o aparecimento destes valores para as afluências.

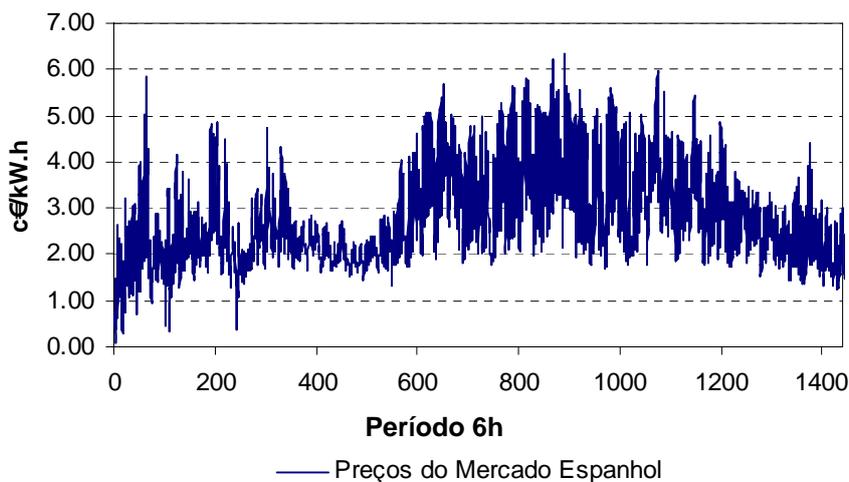


Gráfico 5.13 – Preços de mercado para o estudo do AHMG de médio prazo.

De seguida, apresentam-se os resultados horários para o volume do HSP para as 52 semanas de um ano, numa primeira fase sem a informação do modelo de médio prazo e depois com essa mesma informação. O Gráfico 5.14 ilustra a evolução do volume ao longo do ano, sem usar o modelo de médio prazo.

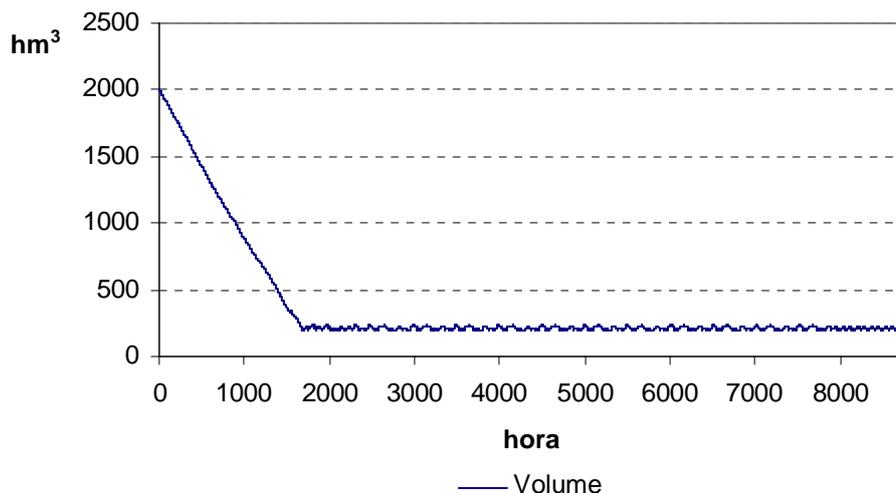


Gráfico 5.14 – Variação do volume do AHMG para o teste do HSP de um ano sem a informação do modelo de médio prazo.

Pela análise do Gráfico 5.14, podemos verificar que o volume vai diminuindo até atingir o limite mínimo. Isto acontece porque o HSP não guarda água para as semanas seguintes, e vai turbinando sempre ao máximo. A partir da hora 1 700, o modelo tem apenas afluências e bombagem para funcionar. Sendo as afluências mais pequenas a partir deste período, o volume não recupera mais, e irá manter-se perto do mínimo até ao final do período analisado. Analisemos agora o resultado do HSP, mas com a informação relativa ao modelo de médio prazo. O Gráfico 5.15 apresenta a evolução do volume, mas agora com a informação do modelo de médio prazo.

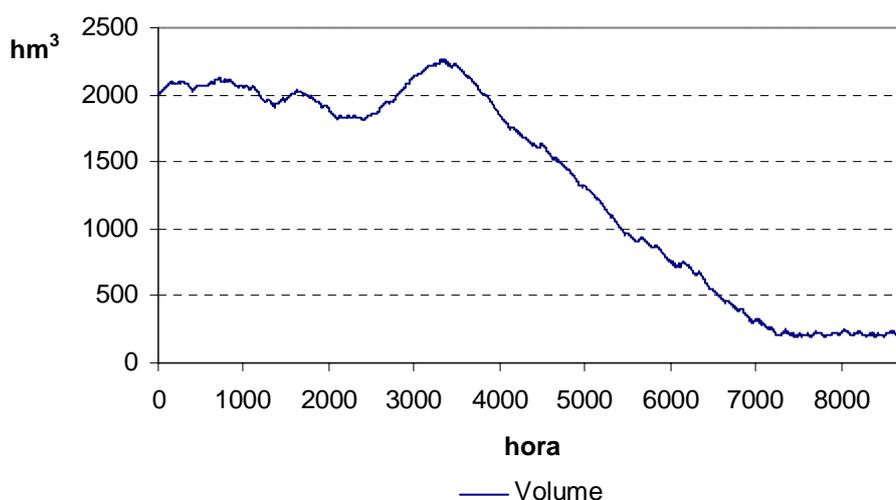


Gráfico 5.15 – Variação do volume do AHMG para o teste do HSP de um ano com a informação do modelo de médio prazo.

Por observação do Gráfico 5.15, podemos perceber que a água foi guardada para os períodos mais próximos do meio do ano, pois é nessa zona que os preços de mercado são mais elevados e as afluências menores. O Gráfico 5.16 apresenta o valor das variáveis duais de cada hora correspondentes à equação do balanço da água, confirma o valor da água. Este valor corresponde matematicamente à variação do valor da função objectivo se for armazenada mais uma unidade de água, é obtido através das variáveis duais do problema de optimização resolvido pela função *Linprog*.

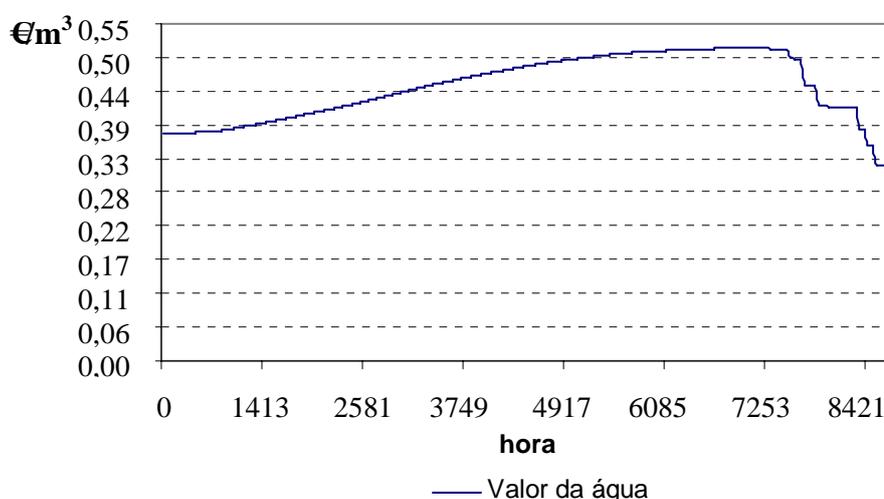


Gráfico 5.16 – Valor das variáveis duais da restrição de igualdade ao longo do ano, para o estudo anual do AHMG.

Comparando os resultados dos estudos sem e com modelo de médio prazo, verificou-se que com trajetória para o volume utilizada na segunda hipótese, foi possível obter melhores resultados na optimização anual, como se pode examinar no Quadro 5.12.

HSP AHMG anual	Sem Médio Prazo	Com Médio Prazo
Produção (GW.h)	858	657
Consumo Bombagem (GW.h)	499	471
Valor Produção (k€)	25 526	26 159
Custo Bombagem (k€)	11 217	8 273
Margem Líquida (k€)	14 309	17 367
Tempo Processamento (s)	1 664	1 687

Quadro 5.12 – Comparação dos resultados do estudo anual do AHMG com e sem modelo de médio prazo.

Uma observação particular pode ser feita em relação à produção. Com efeito, com menos energia produzida obtiveram-se ganhos maiores devido à melhor colocação temporal do recurso primário disponível.

Este estudo foi realizado apenas com um ano hidrológico e apenas para uma condição de preços de mercado, pois o principal objectivo deste Caso de Estudo é fazer uma comparação entre a situação correspondente à utilização de informação de um modelo de médio prazo ou não, não existindo a preocupação com o tratamento da incerteza.

5.3 Problema com o AHMP isolado

5.3.1 Resultados do HSP para 168 horas (Curto Prazo)

5.3.1.1 Teste de uma semana sem restrição do volume final

As análises dos resultados apresentadas ponto 5.2 mostram uma elevada eficiência do HSP para um aproveitamento com um grande volume de armazenamento e uma queda pequena e muito estável. De modo a avaliar o seu comportamento numa situação muito diferente, o HSP foi testado utilizando o AHMP caracterizado por uma queda muito grande, um volume muito pequeno e afluências nulas, sendo um aproveitamento muito diferente do AHMG. De seguida apresentam os resultados obtidos para os Casos de Estudo 5 e 6.

Caso de Estudo 5

- Volume Inicial = 0,8 hm³
- Volume Final Livre
- Afluências Nulas
- Preços Mercado Semana Teste

Os Gráficos 5.17 a 5.21 e os Quadros 5.13 e 5.14 apresentam os resultados obtidos neste caso de estudo.

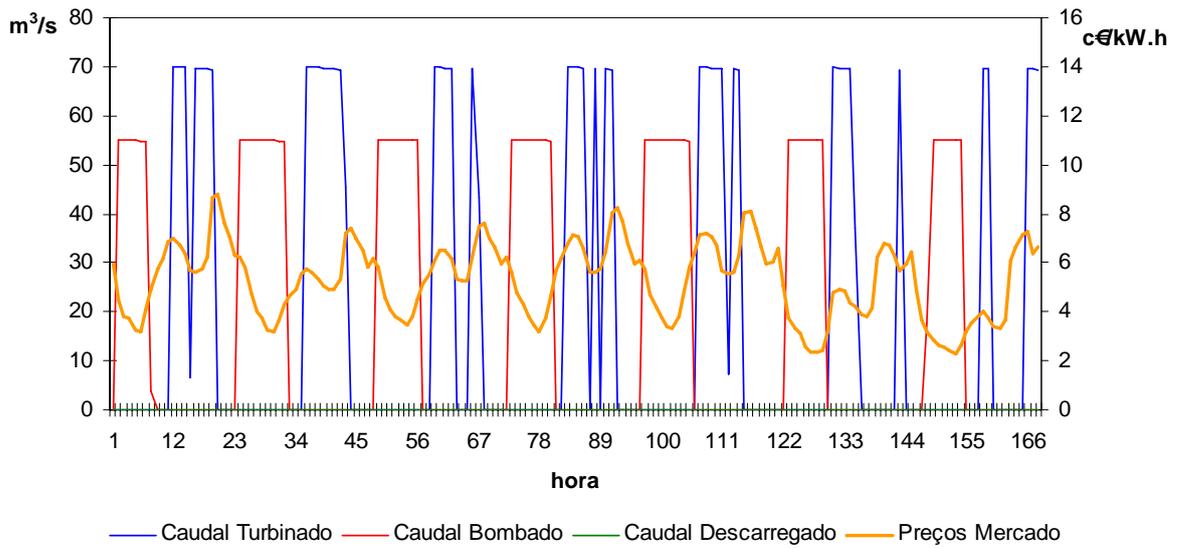


Gráfico 5.17 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 5.

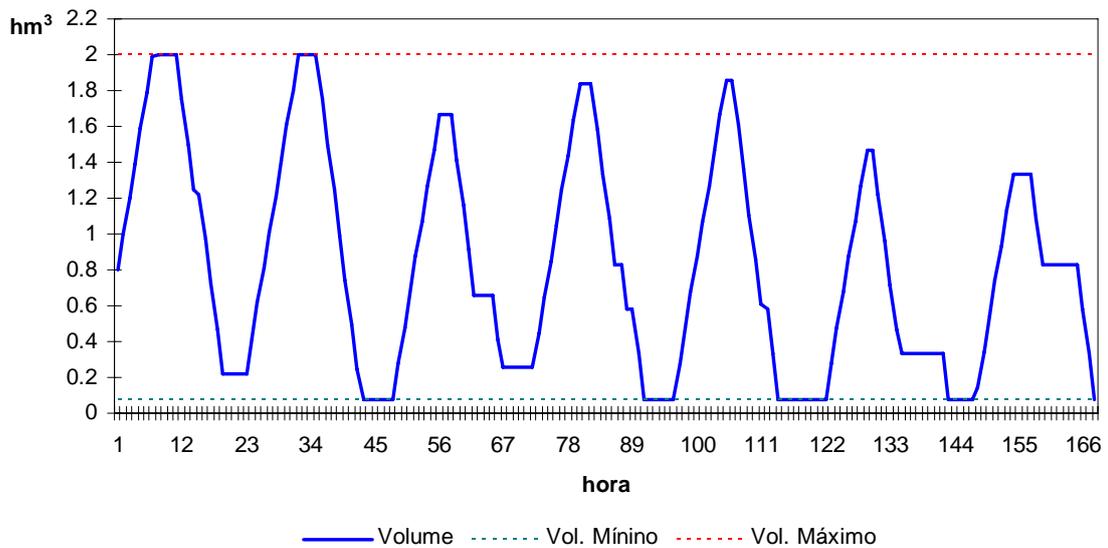


Gráfico 5.18 – Variação do volume para o Caso de Estudo 5.

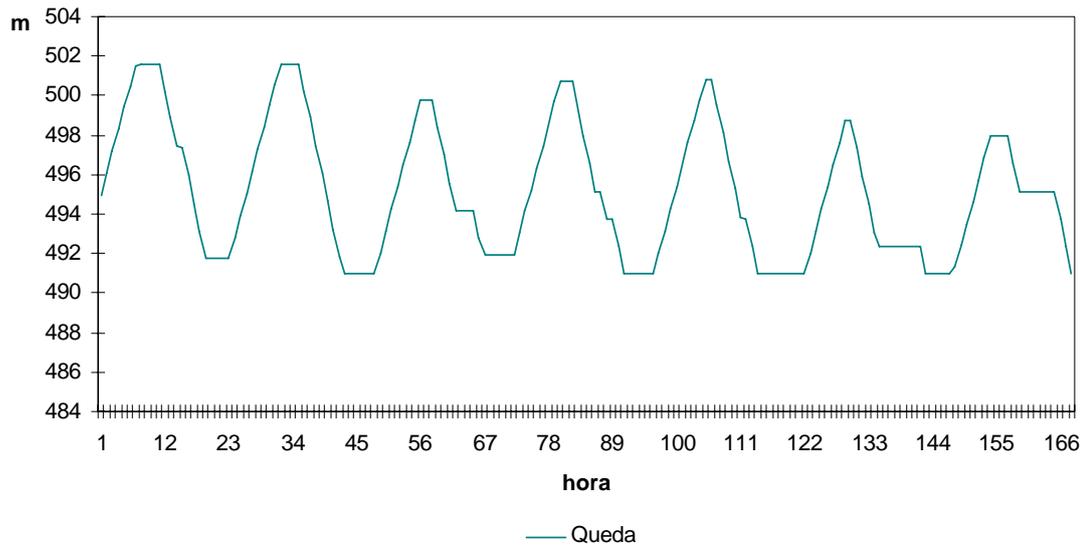


Gráfico 5.19 – Variação da queda para o Caso de Estudo 5.

Caso de Estudo 5		
Produção	(MW.h)	13 237
Consumo Bombagem	(MW.h)	15 852
Valor Produção	(k€)	1 133,17
Custo Bombagem	(k€)	768,86
Margem Líquida	(k€)	364,31

Quadro 5.13 – Resultados finais para Caso de Estudo 5.

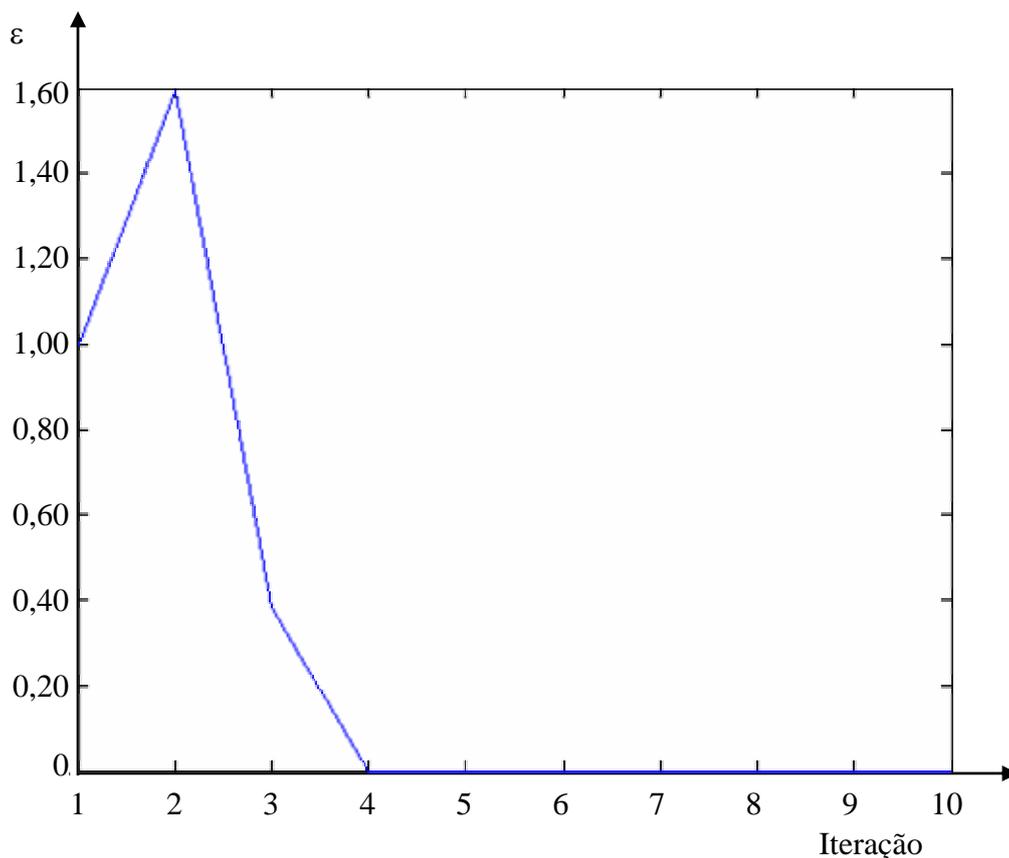


Gráfico 5.20 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 5.

Tempo (s)	1,19
Num. Iterações	5
Erro	0,000477

Quadro 5.14 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 5.

Analisando os gráficos anteriores é possível fazer algumas observações. O Gráfico 5.17 mostra o ciclo diário de bombagem e turbinamento que o AHMP efectua. Este comportamento está relacionado com o facto de as afluências serem nulas, funcionando este aproveitamento apenas com bombagem. Mostra também o efeito da queda no caudal máximo (3.9). Se analisarmos o turbinamento no intervalo que decorre entre as horas 34 e 45, verificamos que o caudal máximo vai diminuindo, pois à medida que se turбина a queda desce (Gráfico 5.19), diminuindo assim o caudal máximo. Este facto, juntamente com a variação da queda verificado no Gráfico 5.19 mostra, neste caso específico, a importância de considerar a relação não linear da queda. A análise do erro ao longo das iterações realizadas indica que a convergência neste caso exige a

realização de mais uma iteração, mas sem prejuízo dos resultados finais em termos de tempo.

O Gráfico 5.21 apresenta os preços ordenados e correspondentes caudais. Analisando este Gráfico verificamos que nem o turbinamento está colocado em todas as horas de preços elevados, nem a bombagem nas horas de preços baixos. Este facto é explicado pelos limites do volume e também por ser uma albufeira muito pequena. Se tomarmos em atenção a hora 45 do Gráfico 5.17, verificamos que o AHMP não está a turbinar, apesar de o preço ser elevado. Isto deve-se ao facto de volume ter atingido o mínimo (Gráfico 5.18). O mesmo se pode aplicar a todas os outros casos semelhantes.

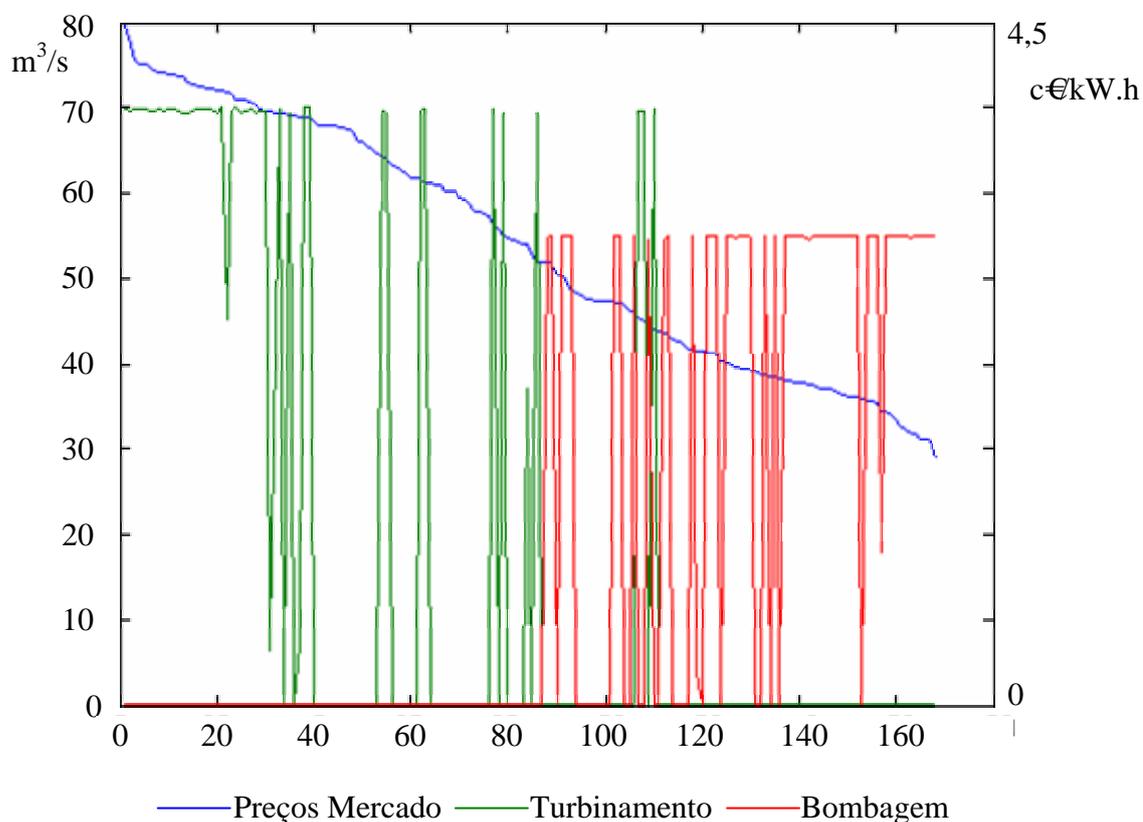


Gráfico 5.21 – Colocação do turbinamento e da bombagem em função dos melhores preços para o Caso de Estudo 5.

Um facto muito curioso pode ser analisado no Quadro 5.13. O AHMP apresenta um consumo em bombagem superior à própria produção. Isto deve-se à colocação do turbinamento em horas cujos preços compensam o custo de bombagem. Esta situação mostra a importância da bombagem nos aproveitamentos hidroeléctricos uma vez que, mesmo sem afluências, é possível obter lucro.

5.3.1.2 Teste de uma semana com restrição do volume final

Analisemos agora o funcionamento do HSP, para um caso do AHMP em que foi incluída uma restrição de volume final.

Caso de Estudo 6

- Volume Inicial = 0,8 hm³
- Volume Final = 2,0 hm³
- Afluências Nulas
- Preços Mercado Semana Teste

Os resultados obtidos deste Caso de Estudo são apresentados nos Gráficos 5.22 a 5.25 e nos Quadros 5.15 e 5.16.

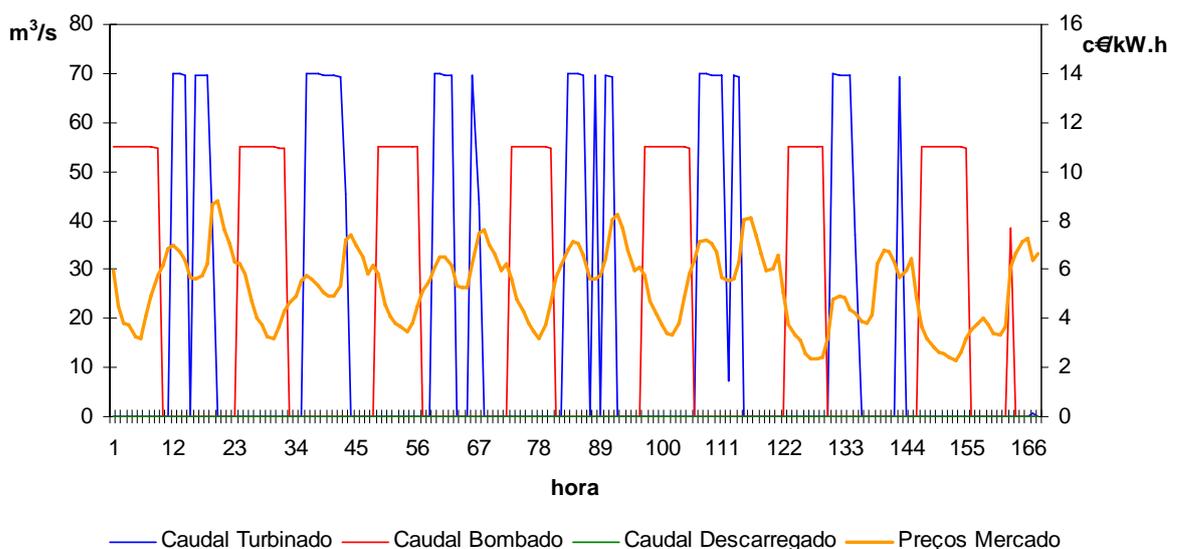


Gráfico 5.22 – Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamento do Caso de Estudo 6.

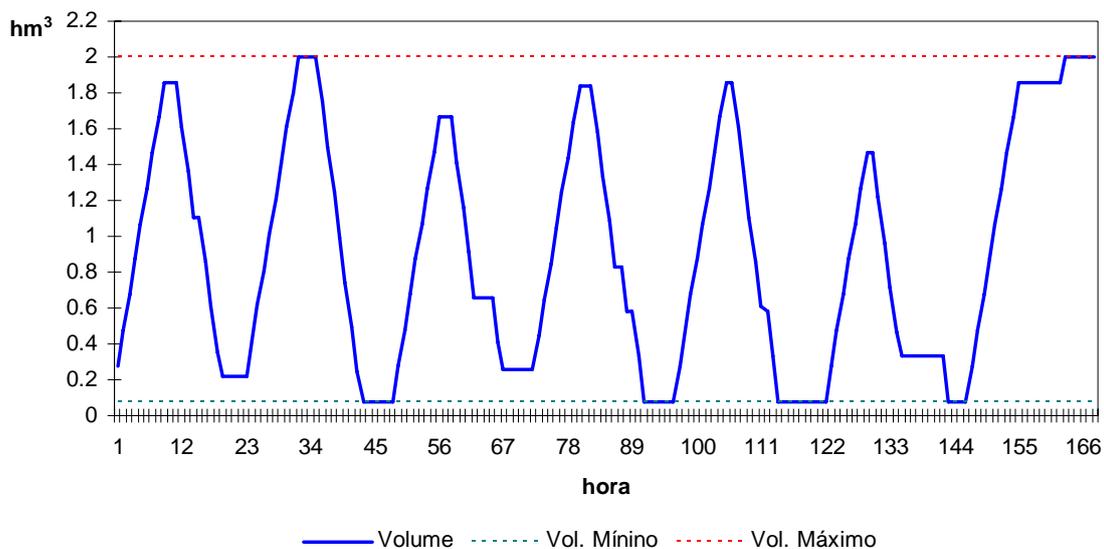


Gráfico 5.23 – Variação do volume para o Caso de Estudo 6.

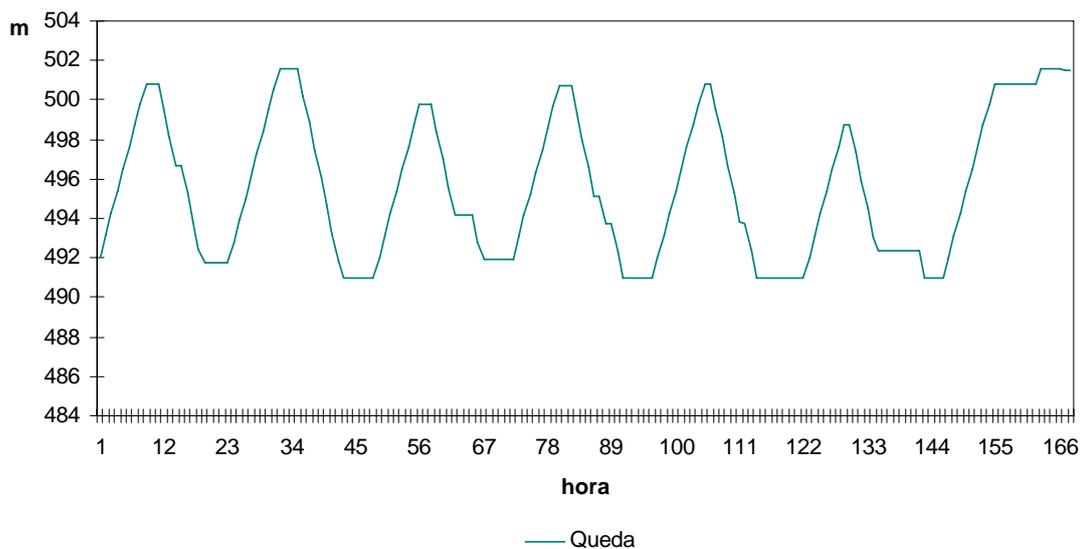


Gráfico 5.24 – Variação da queda para o Caso de Estudo 6.

Caso de Estudo 6		
Produção	(MW.h)	11 610
Consumo Bombagem	(MW.h)	17 726
Valor Produção	(k€)	1 027,06
Custo Bombagem	(k€)	865,05
Margem Líquida	(k€)	162,01

Quadro 5.15 – Resultados finais para Caso de Estudo 6.

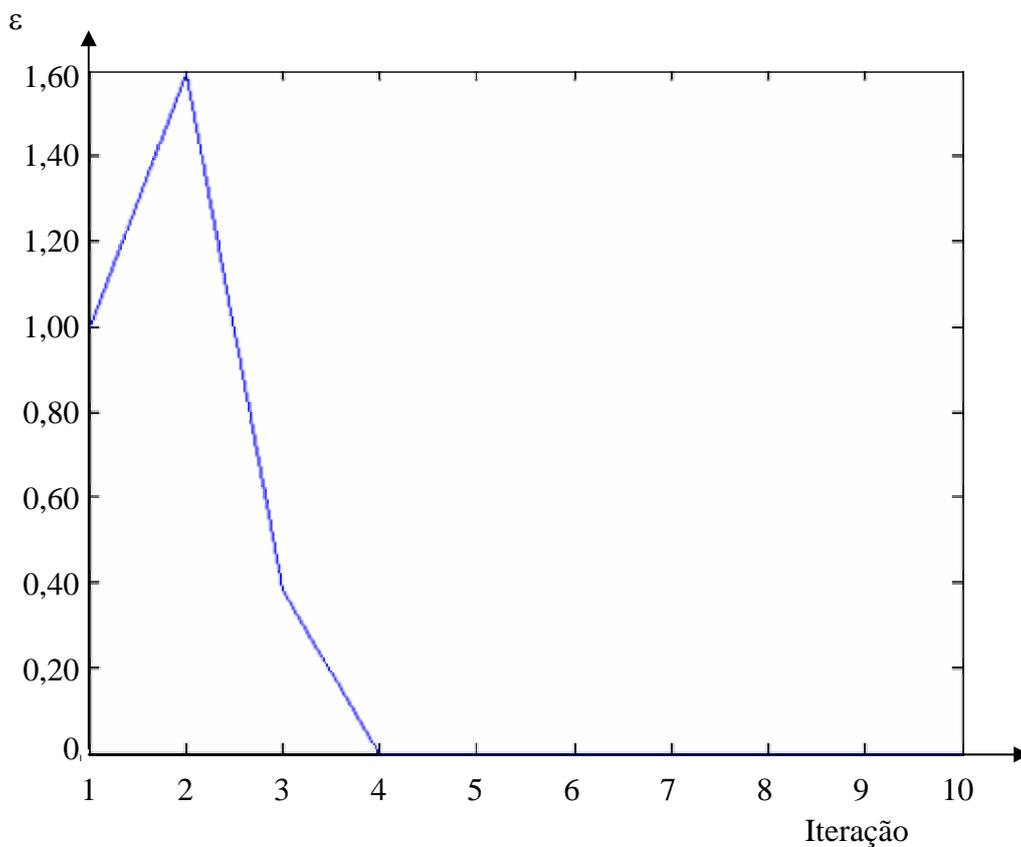


Gráfico 5.25 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 6.

Tempo (s)	0,83
Num. Iterações	4
Erro	0,0000152

Quadro 5.16 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 6.

Analisando estes resultados, verificamos que a introdução da restrição do volume final não afectou a convergência, continuado o HSP a apresentar resultados muito aceitáveis. Verificamos também que o AHMP tem um comportamento muito semelhante quer no Caso de Estudo 5, quer no 6. Esta situação está relacionada com o facto de o volume de armazenamento ser muito pequeno, sendo por isso muito complicado armazenar água para períodos posteriores.

Por esta mesma razão, não será efectuado o estudo de médio prazo para este aproveitamento, uma vez que não faz sentido tentar calcular o valor da água, para um aproveitamento com armazenamento praticamente nulo.

5.3.1.3 Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção para o AHMP

Tal como no caso do estudo que envolveu o AHMG, a EDP Produção permitiu realizar testes de comparação com o seu modelo, o MSH. Os testes, realizados nas mesmas condições permitiram obter os resultados apresentados no Quadro 5.17.

Semana	HSP		MSH	
	Margem (€)	Tempo (s)	Margem (€)	Tempo (s)
1	170 736	0,83	143 535	201
2	260 067	1,44	252 331	195
3	221 585	0,97	200 335	187
4	281 287	0,95	260 700	175
5	1 065 596	0,80	1 008 948	171
6	977 187	0,93	950 122	183

Quadro 5.17 – Comparação do HSP com um modelo da EDP Produção, para o AHMP.

O Quadro 5.17 mostra que o HSP consegue melhores soluções, respeitando sempre todas as restrições. Este facto, conjugado com a velocidade de processamento, atesta as boas soluções que este modelo produz.

5.3.1.4 Efeito da Queda no Gráfico da Potência

A optimização do HSP, como já foi referido, considera o efeito não linear da queda. O Gráfico 5.26, apresentado de seguida, mostra o impacto que a variação da mesma tem na potência gerada ou consumida, no caso da bombagem.

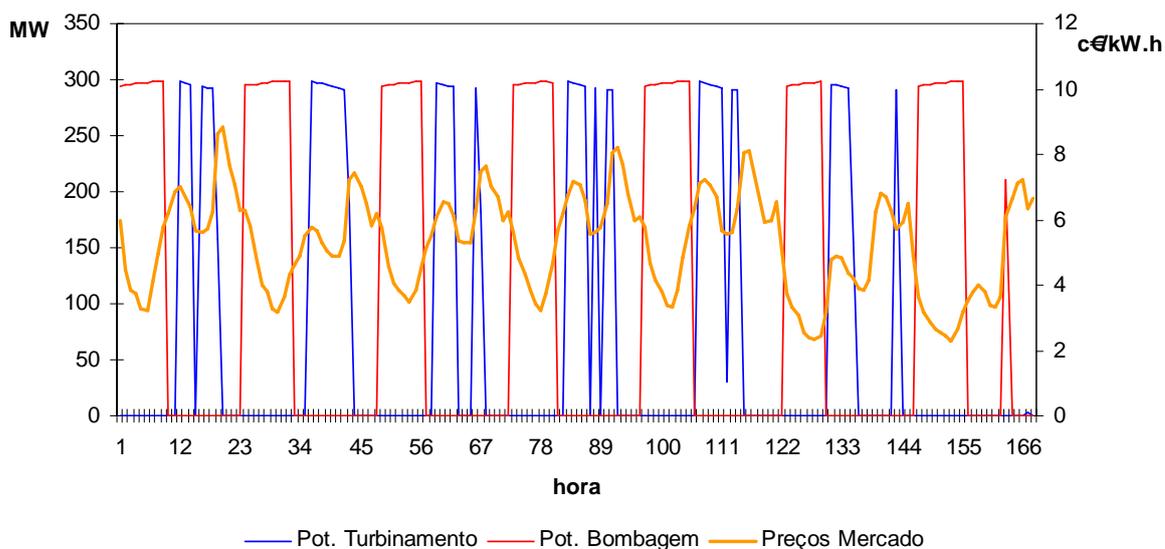


Gráfico 5.26 – Efeito da queda na potência do AHMP no Caso de Estudo 6.

Analisando atentamente o gráfico da potência de turbinamento, verifica-se que, à medida que o AHMP turбина, a potência vai diminuindo. Este facto relaciona-se com o valor da queda que, por diminuição do volume, também desce. Na potência de bombagem verifica-se o contrário. À medida que a queda vai aumentando, é necessária mais potência para colocar água no reservatório. Este efeito não se verificaria num aproveitamento em que se considerasse a existência de um valor constante para a queda.

5.4 Caso de Estudo – Douro Nacional Adaptado (DNA)

Um dos principais objectivos deste trabalho consiste em determinar uma estimativa da remuneração anual de uma cascata de aproveitamentos hidroeléctricos que oferecem a sua potência num mercado de electricidade.

Os estudos anteriores, apresentados nos pontos 5.2 e 5.3, mostram que o comportamento do modelo HSP é muito satisfatório para um aproveitamento, principalmente no que diz respeito à colocação do turbinamento e bombagem, na consideração da relação não linear da queda, caudal e potência, e mesmo na optimização de médio prazo. Nesta secção são apresentados os resultados numéricos obtidos para a cascata DNA, ilustrando assim o comportamento do HSP para um conjunto de aproveitamentos interligados.

5.4.1 Resultados do HSP para 168 horas (Curto Prazo) com a cascata DNA.

5.4.1.1 Teste com uma semana de um ano hidrológico seco com restrição do volume final

Para facilitar a visualização dos resultados optou-se por apresentar todos os gráficos referentes a este teste, com o total acumulado da cascata. Assim, os gráficos seguintes dizem respeito à cascata DNA, a não ser que seja indicado o contrário.

Caso de estudo 7

- Volumes iniciais no mínimo para todos os aproveitamentos
- Volumes finais iguais aos volumes iniciais
- Afluências nulas para todos os aproveitamentos
- Preços do mercado apresentados no Gráfico 5.27

Os resultados obtidos para este Caso de Estudo são apresentados nos Gráficos 5.27 a 5.30 e nos Quadros 5.18 e 5.19.

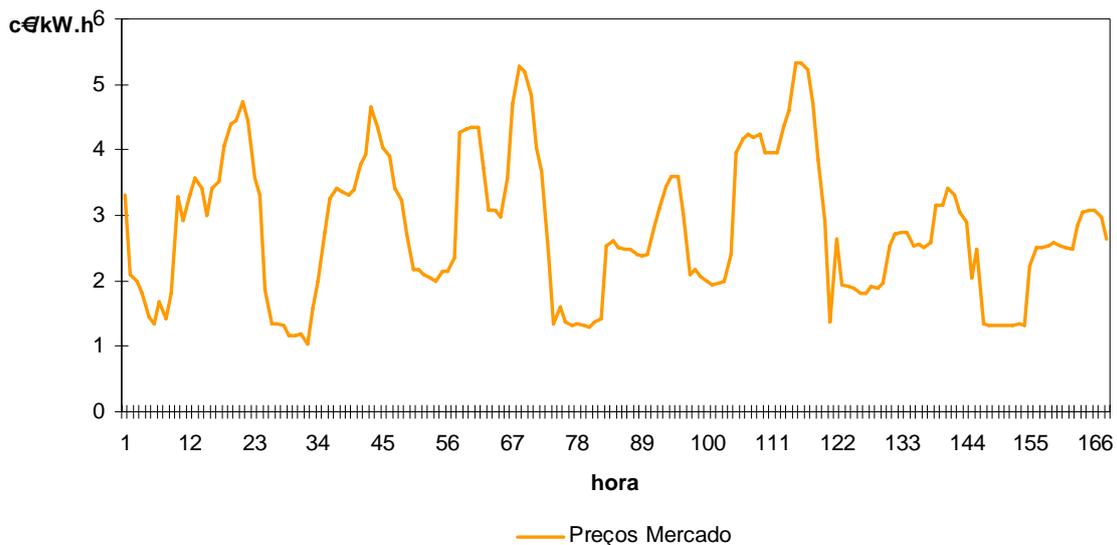


Gráfico 5.27 – Preços de mercado usados no Caso de Estudo 7.

Os resultados foram os seguintes:

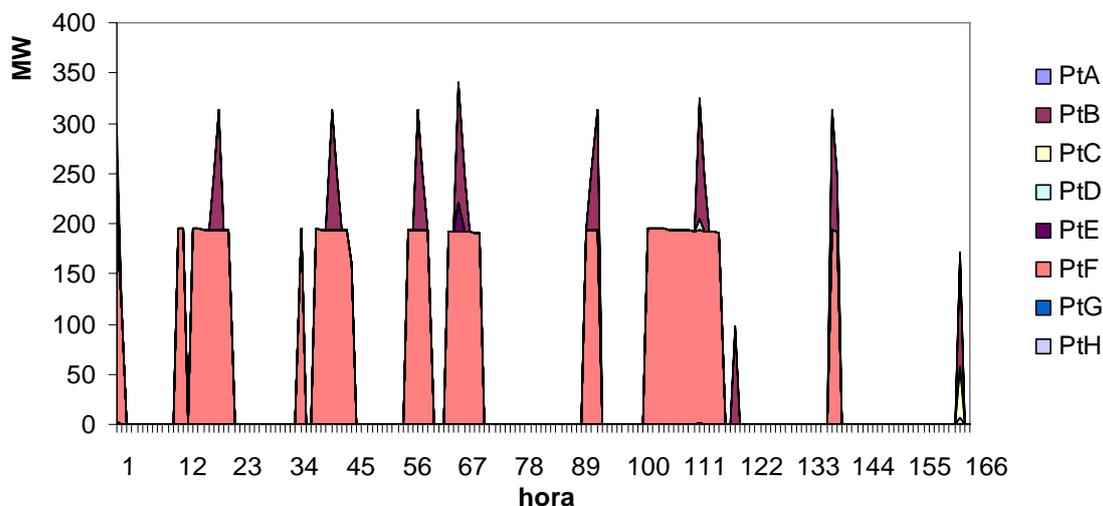


Gráfico 5.28 – Resultados para a potência de turbinamento para o Caso de Estudo 7.

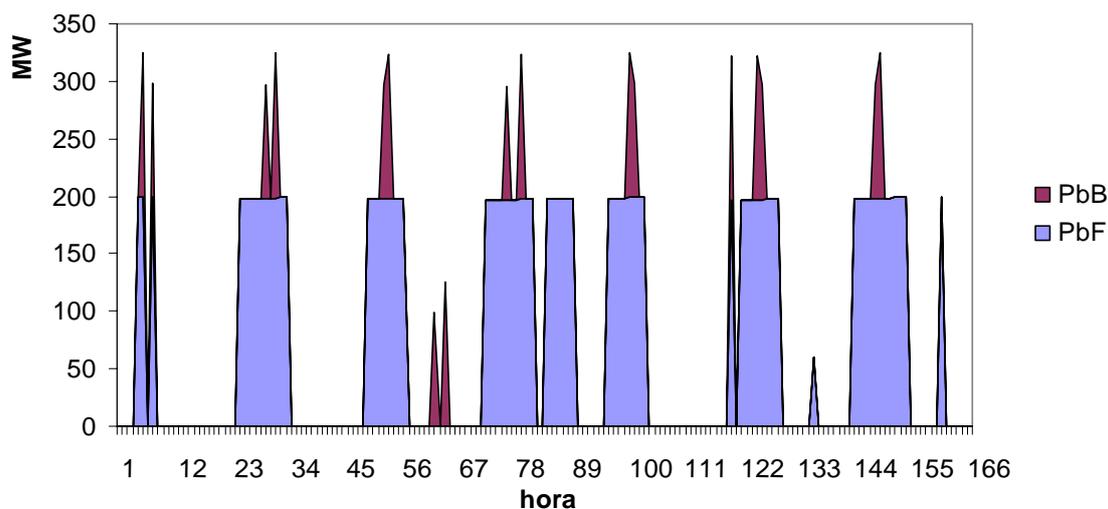


Gráfico 5.29 – Resultados para a potência de bombagem para o Caso de Estudo 7.

Analisando o Gráfico 5.28 e o Gráfico 5.29, verifica-se que apenas as centrais B e F estão a produzir uma vez que, tendo capacidade de realizar bombagem, conseguem funcionar sem aflúências, e respeitando a restrição do volume final. Os aproveitamentos imediatamente a jusante não beneficiam com estes turbinamentos, porque estas duas centrais têm de respeitar esta restrição.

Caso de Estudo 7		
Produção	(MW.h)	11 779
Consumo Bombagem	(MW.h)	15 049
Valor Produção	(k€)	482,05
Custo Bombagem	(k€)	214,17
Margem Líquida	(k€)	267,88

Quadro 5.18 – Resultados finais para Caso de Estudo 7.

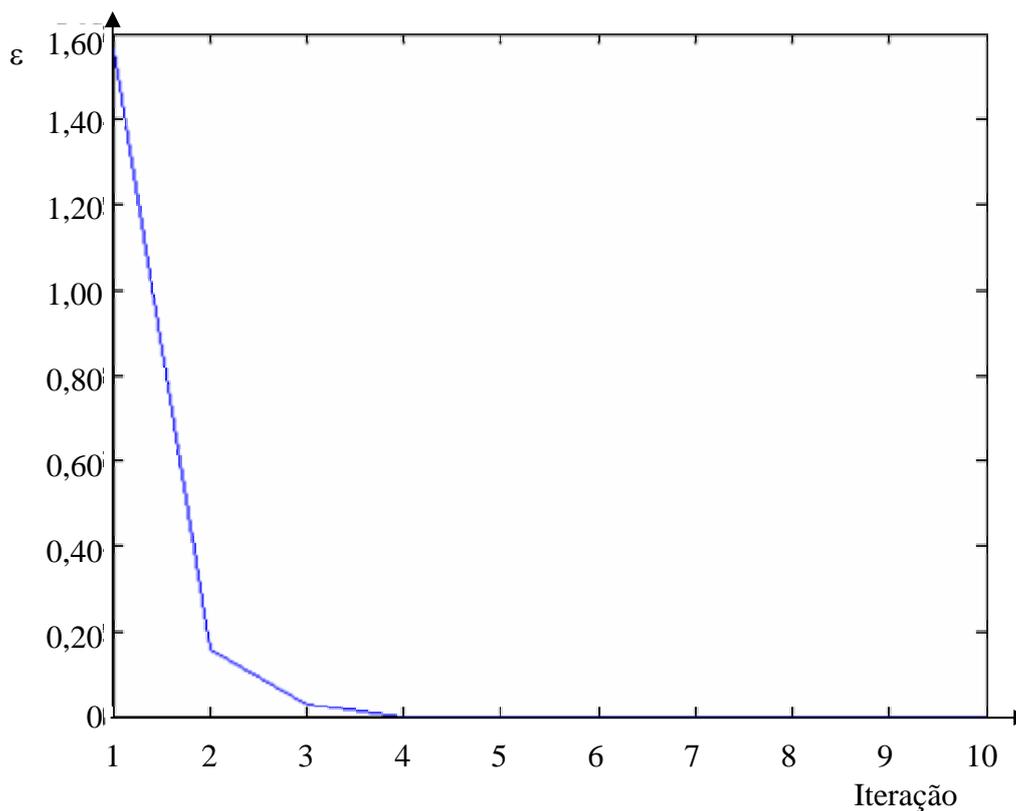


Gráfico 5.30 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 7.

Tempo	(s)	37,4
Num. Iterações		4
Erro		0,0006

Quadro 5.19 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 7.

Analisando o processo de convergência, verificamos que o modelo apresentou resultados muito satisfatórios.

5.4.1.2 Teste com uma semana de um ano hidrológico médio com restrição do volume final

Caso de estudo 8

- Volumes iniciais a 50 % para todos os aproveitamentos
- Volumes finais iguais aos volumes iniciais
- Afluências constantes de 100 m³/s para A, B, D
- Preços do mercado apresentados no Gráfico 5.27

Neste Caso de Estudo, os Gráficos 5.31 a 5.33 e os Quadros 5.20 e 5.21 apresentam os resultados obtidos.

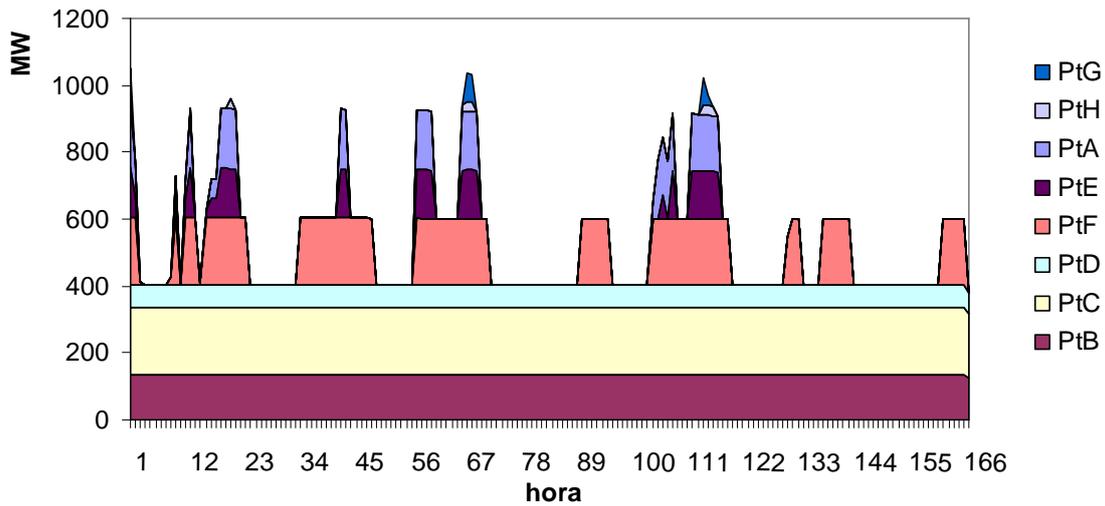


Gráfico 5.31 – Resultados para a potência de turbinamento colocada para uma semana húmida, para a cascata DNA.

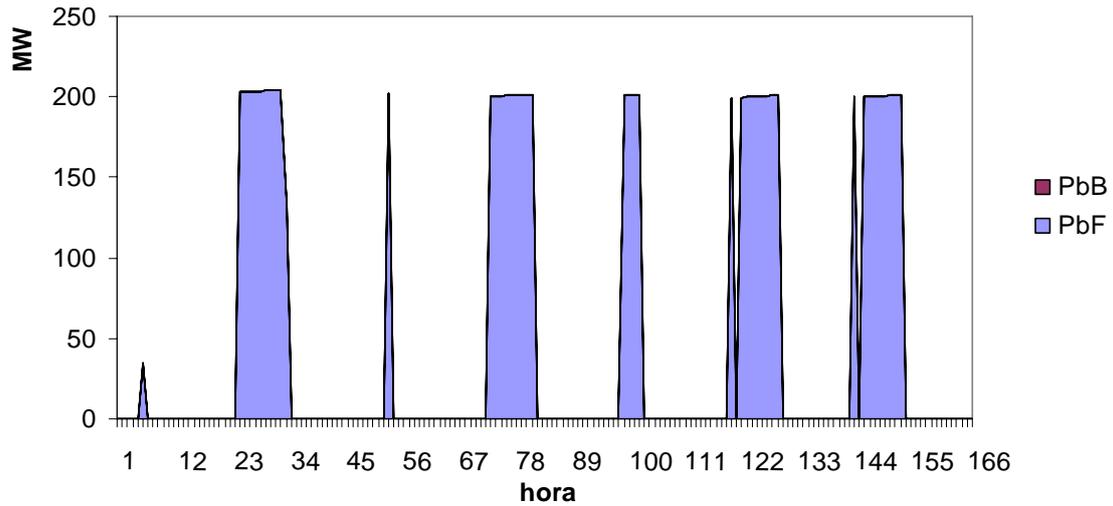


Gráfico 5.32 – Resultados para a potência de bombagem colocada para uma semana húmida, para a cascata DNA.

Caso de Estudo 8		
Produção	(MW.h)	92 988
Consumo Bombagem	(MW.h)	8 421
Valor Produção	(k€)	2 902,29
Custo Bombagem	(k€)	130,87
Margem Líquida	(k€)	2 771,42

Quadro 5.20 – Resultados finais para Caso de Estudo 8.

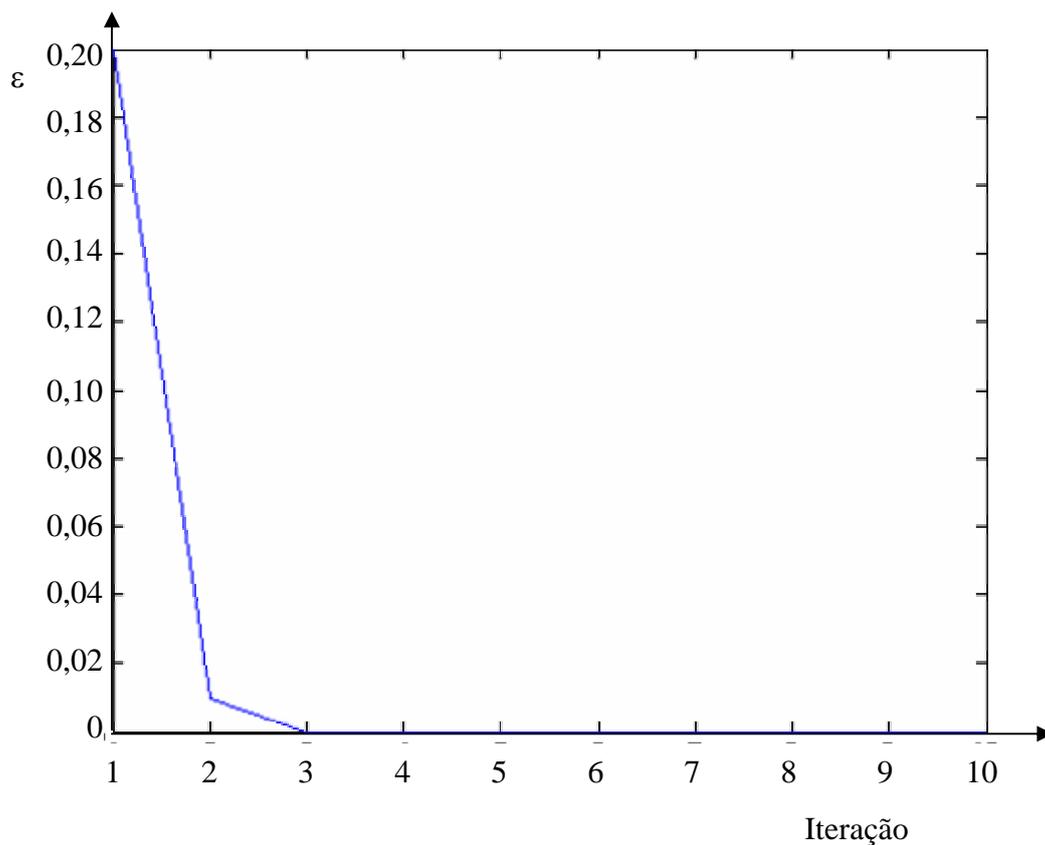


Gráfico 5.33 – Evolução do erro ao longo das iterações para o Caso de Estudo 8.

Tempo (s)	30,2
Num. Iterações	3
Erro	0,000065

Quadro 5.21 – Resultados do desempenho do HSP para o Caso de Estudo 8.

Analisando o Gráfico 5.31 e o Gráfico 5.32 verificamos que a colocação da potência de turbinamento segue as horas de preços mais elevados, enquanto que a bombagem é colocada nas de preço mais baixo. Nota-se também que o aproveitamento B, visto ter afluições, não necessita de bombar e os aproveitamentos com afluições se encontram a turbinar ao máximo. No Anexo C são apresentados os resultados obtidos para cada central neste caso de estudo.

Em relação à convergência, verifica-se que o HSP apresenta bons resultados para o caso em análise.

5.4.2 Resultados do HSP para 1 ano (Médio Prazo) com a cascata DNA.

5.4.2.1 Apresentação dos Resultados

Este ponto apresenta o último caso de estudo. Corresponde ao estudo da cascata DNA para um ano, usando o modelo de médio prazo. De modo a tratar a incerteza nos dados, especialmente nas afluências, o modelo será testado para 10 anos hidrológicos diferentes, e para três cenários de preços.

Caso de Estudo 9

- Volumes iniciais = Volumes mínimos
- Volumes finais = Volumes máximos
- Afluências correspondentes a 10 anos hidrológicos
- Preços de mercado correspondente a 3 anos do mercado espanhol

Neste último caso, o erro máximo ε será de 1 %, ao contrário dos últimos testes em que tem sido utilizado 0,1 %. Permite-nos assim que se atinja mais facilmente a convergência sem comprometer a qualidade dos resultados finais.

De seguida, apresentam-se as afluências para três anos hidrológicos característicos para o aproveitamento A, assim como os registos dos três anos de preços de mercado usados, a título de exemplo.

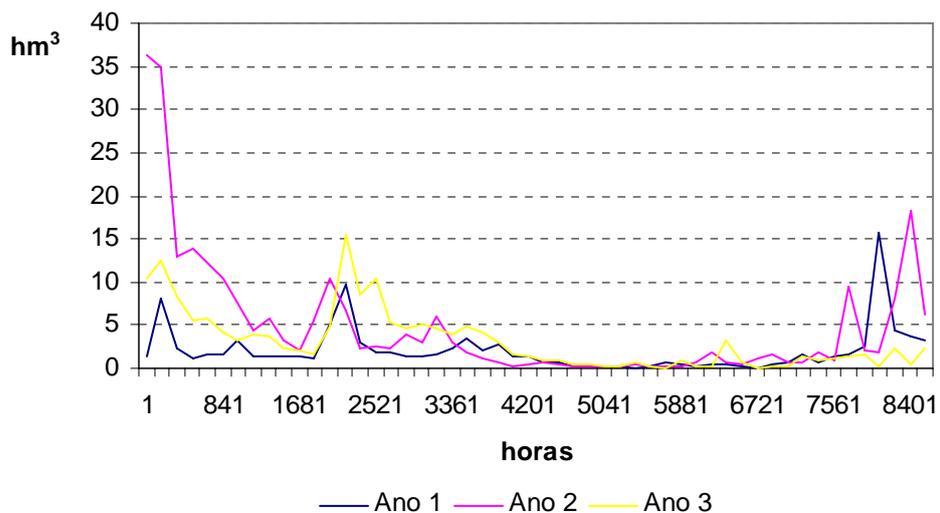


Gráfico 5.34 – Afluências correspondentes a 3 anos hidrológicos do aproveitamento A.

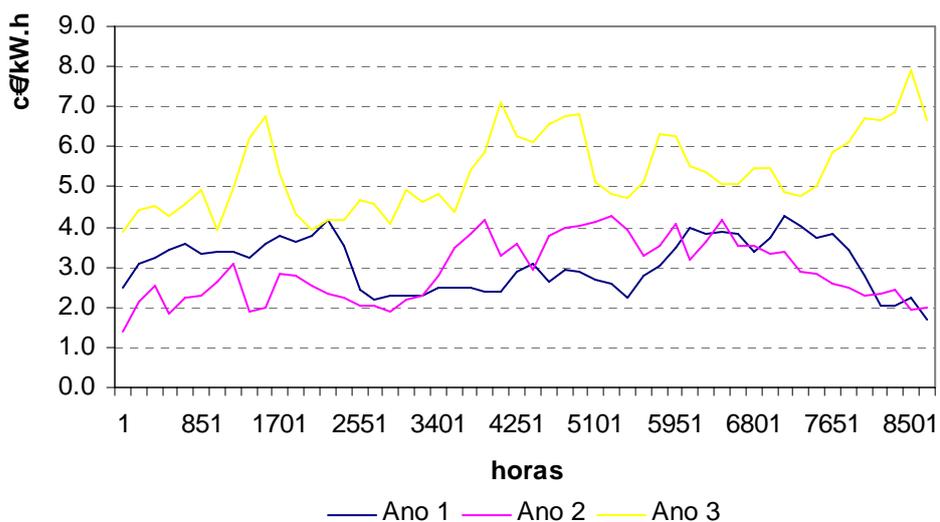


Gráfico 5.35 – Preços de Mercado correspondentes a 3 anos do Mercado Espanhol.

Os resultados finais obtidos para este Caso de Estudo são apresentados no Gráfico 5.36 e no Quadro 5.22.

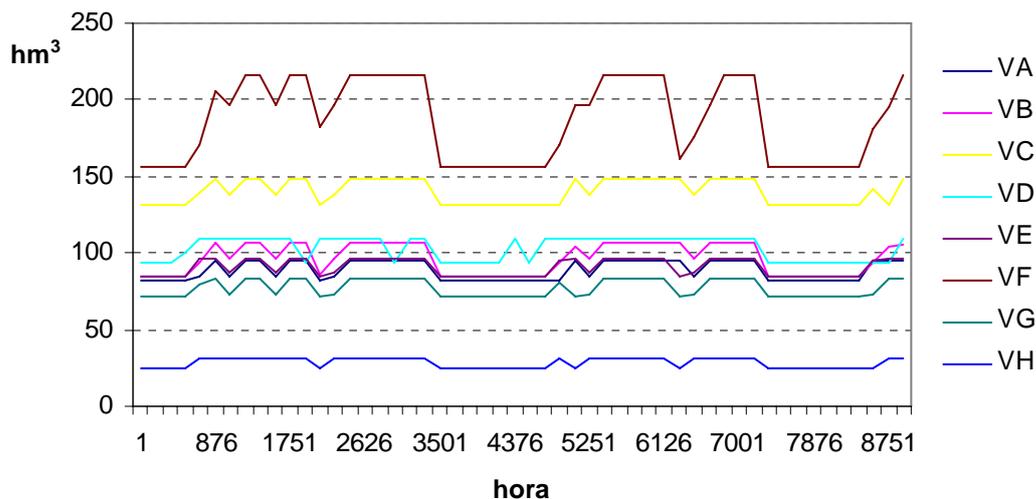


Gráfico 5.36 – Trajectória dos volumes das 8 albufeiras, resultantes do Caso de Estudo 9.

Caso de Estudo 9		
Produção Média	(MW.h)	2 160 129
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	868 305
Valor Produção Média	(k€)	83 994
Custo Bombagem Médio	(k€)	15 082
Margem Líquida Média	(k€)	68 912
Descarregamento Médio	(hm ³)	993
Tempo Total Processamento	(s)	39 012

Quadro 5.22 – Resultados médios finais para Caso de Estudo 9, para a cascata DNA.

Os resultados finais individuais obtidos para cada aproveitamento encontram-se no Anexo D.

Analisando o Quadro 5.22, verificamos que o descarregamento médio para o conjunto das oito centrais é de cerca de 993 hm³. De facto, este valor só é possível obter porque foi realizada a simulação de 10 anos hidrológicos. Em relação ao tempo de processamento, verificamos que esta forma de tratar a incerteza não é muito eficaz, correspondendo claramente a um aspecto a abordar em futuros trabalhos.

5.4.2.2 Análise da Convergência do Caso de Estudo 9

Um dos aspectos mais importantes no modelo HSP corresponde à convergência do processo iterativo. O facto de termos aplicado o modelo para diversas condições hidrológicas (52 semanas por cada ano), permitiu averiguar a sua robustez. Em termos globais, apesar de ter sido necessário neste caso aplicar um método de actualização do parâmetro α que já foi explicado, os resultados ao nível da convergência foram muito satisfatórios. No entanto, e uma vez que o modelo foi testado para muitas semanas, foi possível identificar algumas semanas em que o HSP não convergiu, atingindo o número máximo de iterações. O caso que correspondeu ao maior erro de convergência é analisado de seguida. Neste âmbito, o Gráfico 5.37 apresenta a evolução do erro obtido pelo HSP para uma simulação em que o processo iterativo não convergiu.

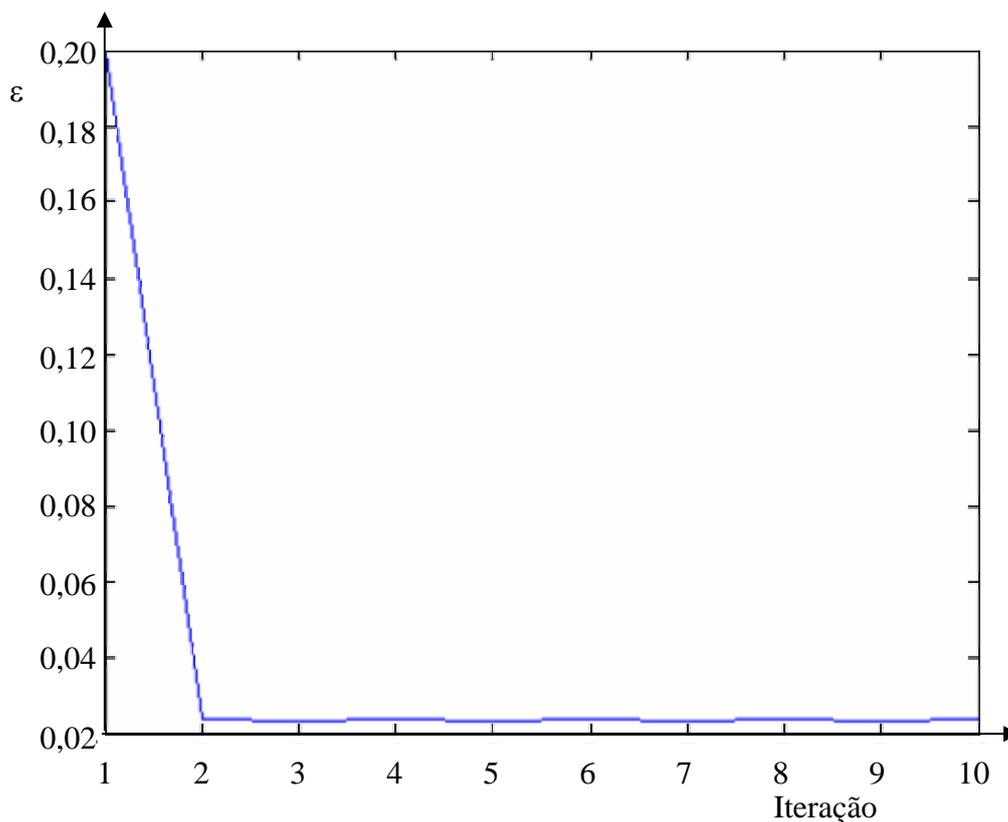


Gráfico 5.37 – Evolução do erro ao longo das iterações para o caso em que o HSP não convergiu, no Caso de Estudo 9.

Pela análise deste Gráfico, verificamos que o erro máximo admitido de 1 % não foi atingido, ficando-se pelos 2,5 %. Este caso, dentro das poucas semanas que não

convergiram, foi aquele em que o erro foi mais elevado, e deveu-se ao erro associado aos volumes do aproveitamento A.

Com efeito, o erro apresentado no Gráfico 5.37 corresponde ao maior dos erros obtidos para todas as horas da semana (equação (3.24)), pelo que é suficiente que exista um erro elevado em relação a um aproveitamento para o erro global ser também elevado. Neste âmbito, o Gráfico 5.38 apresenta o valor do erro para o aproveitamento A.

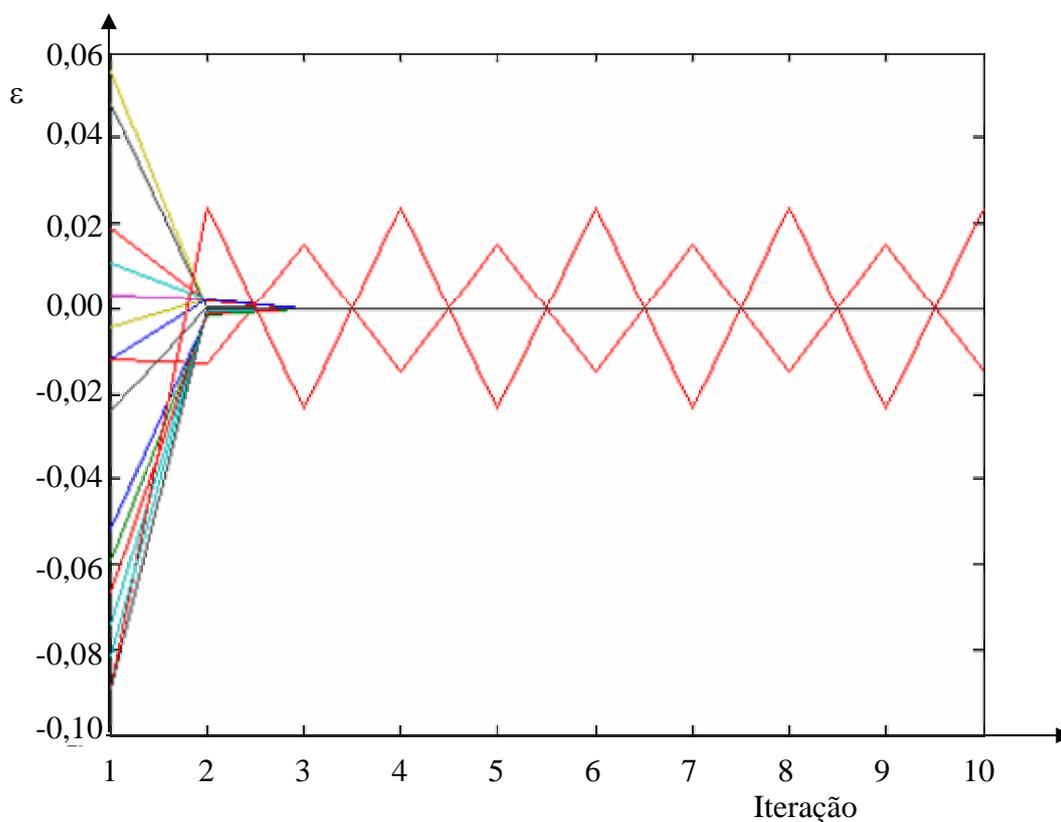


Gráfico 5.38 – Análise dos desvios na convergência da semana que não convergiu, no aproveitamento A.

Cada uma das linhas do Gráfico 5.38 corresponde ao erro de convergência de uma das 168 horas da semana. Assim sendo, verificamos que o modelo não convergiu em apenas 2 das 168 horas, obtendo-se neste caso um erro próximo de 2,5 %. Analisemos agora o impacto desta situação nos resultados obtidos para a queda do aproveitamento A, representado no Gráfico 5.39.

A linha a verde representa a queda obtida na última iteração, enquanto que a azul representa a queda obtida na penúltima iteração.

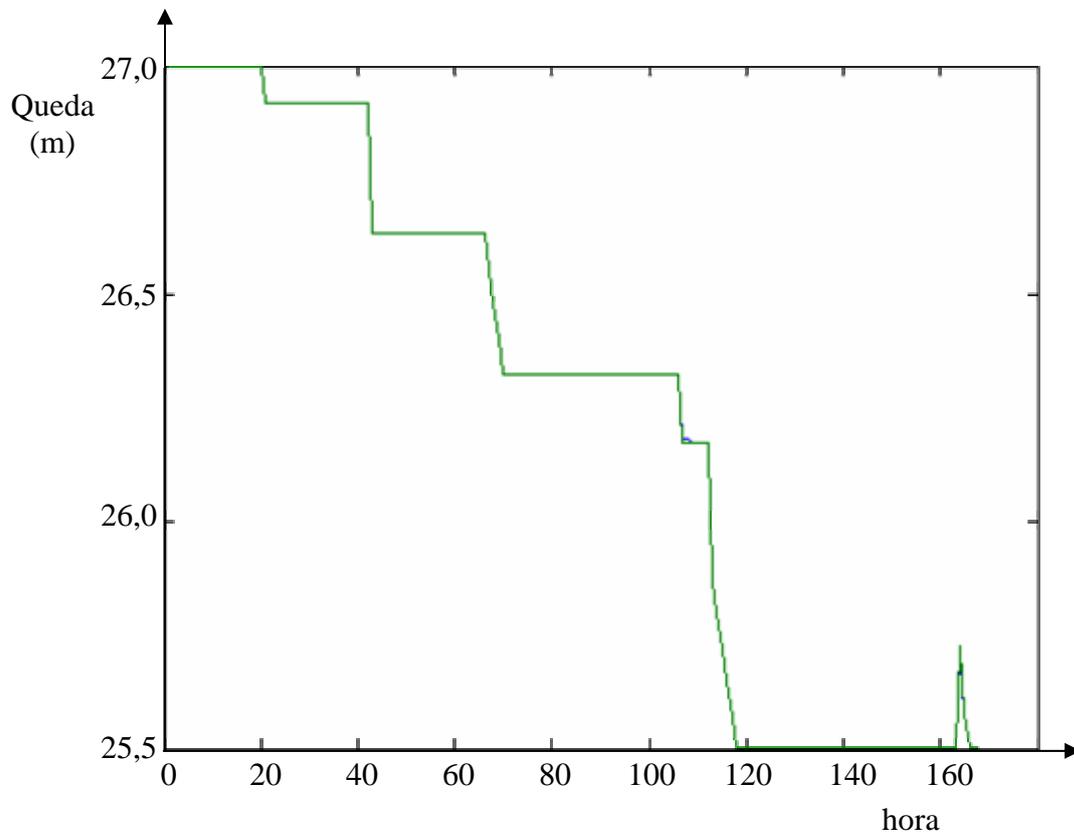


Gráfico 5.39 – Erro na actualização da queda causado pela não convergência do HSP, para o Caso de Estudo 9.

Como se pode observar, apenas nas horas 115 e 163 existe uma ligeira diferença entre estes pares de valores. Tendo em conta a ordem de grandeza do erro, podemos afirmar que os resultados são muito aceitáveis.

CAPÍTULO

6

Conclusões

“Toda a solução gera novos problemas...”

“Lei de Murphy”

6.1 Análise de Resultados e Conclusões

O estudo de Sistemas de Energia Eléctrica tem sofrido importantes desenvolvimentos nos últimos anos. A reestruturação operada pelo aparecimento dos Mercados de Energia Eléctrica, assim como a crescente competitividade que as empresas enfrentam, fez com que fosse necessário estudar novas metodologias e ferramentas computacionais para enfrentar os problemas que daí têm surgido.

Uma das áreas que mereceu destaque nos últimos anos foi a optimização de sistemas hidroeléctricos em ambiente de mercado, devido ao facto de as centrais terem custo de produção nulo, aliado à dificuldade de calcular um valor futuro para a água.

Foi objectivo deste trabalho apresentar um conjunto de contribuições para o problema atrás referido, através do desenvolvimento de um modelo de optimização que estima a remuneração de centrais hídricas que actuam em mercados de electricidade, quer para o planeamento operacional, quer para o planeamento a médio prazo e que considera as relações não lineares entre as diversas variáveis, assim como a possibilidade de existir bombagem e interligação entre aproveitamentos.

A análise do caso de estudo relativo ao AHMG, apresentado no ponto 5.2 mostrou a importância de possuímos uma ferramenta que nos calcule o valor futuro da água, pois tendo as centrais hídricas custo de produção nulo, a tendência natural será usar o máximo do recurso disponível no momento. Também demonstrou o bom comportamento do método implementado para um aproveitamento com albufeira muito grande e queda pequena.

O caso de estudo apresentado no ponto 5.3 que correspondente a um aproveitamento hidroeléctrico com um volume de albufeira muito pequeno e sem aflúências, permitiu demonstrar a importância de considerar a bombagem de uma central hídrica, uma vez que mesmo sem aflúências, é possível obter lucro, desde que exista água a jusante. Também permitiu comprovar o efeito da queda nos caudais máximos e, conseqüentemente na potência gerada. Outro aspecto importante verificado neste estudo resulta do facto de a discretização horária influenciar muito a optimização da bombagem, especialmente em albufeiras pequenas que realizam ciclos de bombagem

diários. A análise do Gráfico 5.21 mostra que nem sempre a melhor estratégia de exploração de um aproveitamento com bombagem consiste em colocar o turbinamento nos intervalos de tempo com preços mais elevados e a bombagem nos mais baixos, devido às restrições. Todos os testes demonstraram um bom comportamento deste modelo para uma albufeira com uma queda muito grande e variável, e volume de armazenamento muito pequeno.

Observando os resultados obtidos para a otimização da cascata DNA, verifica-se a importância de considerar a interligação dos aproveitamentos, pois o turbinamento de um pode ser afluência de outro. Também ficou demonstrado que o modelo apresenta resultados muito satisfatórios para os testes realizados com a cascata de 8 aproveitamentos, dois deles com bombagem. O último teste realizado neste caso de estudo mostrou que, mesmo num caso de convergência não atingida, os resultados são muito aceitáveis. Mas isto não significa que não existam outros casos em que uma convergência não atingida prejudique o resultado final. Também demonstrou que a metodologia adoptada para o tratamento da incerteza, através da simulação de vários cenários não é a mais apropriada, uma vez que, apesar de apresentar bons resultados, o tempo de computação é extremamente elevado.

Tendo em conta a análise dos resultados, o trabalho realizado apresenta as seguintes contribuições:

- apresentação de uma aplicação em *Matlab* que permite otimizar uma cascata de aproveitamentos hidroeléctricos para curto e médio prazo, considerando a bombagem, a relação não linear entre a potência, queda e caudal, assim como a interligação dos aproveitamentos numa cascata bem como todos os efeitos que daí surgem;
- teste de uma metodologia baseada num método de sub-relaxação para considerar o efeito não linear da queda. Este aspecto é muito importante, pois ficou demonstrado neste trabalho o impacto que a queda tem ao nível da potência produzida, especialmente em aproveitamentos com volume de armazenamento pequeno;

- demonstração do impacto negativo que a não consideração da bombagem e da interligação dos aproveitamentos pode ter numa solução final;
- demonstração da importância de possuir métodos que permitam calcular o valor futuro da água.

As principais vantagens deste modelo são, para além das apresentadas anteriormente, a velocidade e robustez, que resultam da utilização da programação linear para a resolução do problema. Outra grande vantagem resulta do facto de se tratar um método iterativo que actualiza sucessivamente a queda em cada iteração, sendo possível integrar restrições que dependam da mesma ou até dos caudais, mesmo que sejam não lineares, como foi demonstrado pela restrição de caudal máximo turbinado, ou pela restrição da curva nível volume. Como é utilizado um algoritmo de larga escala, baseado num método de Pontos Interiores, é possível considerar uma grande quantidade de variáveis, como ocorreu no caso do estudo da cascata DNA. Basta relembrar que, para um período de 168 horas, o número de variáveis é de 4 032, associadas a um número mais elevado de restrições. A formulação do problema permite ainda considerar casos com mais do que uma central por albufeira, tempos de atraso nos caudais afluentes, variação do rendimento em função da queda e caudal, caudais obrigatórios, ou retiradas de água.

As principais desvantagens do modelo desenvolvido estão relacionadas com o processo iterativo usado, pois além de tornar todo o modelo “*case dependent*”, uma vez que o parâmetro α escolhido neste trabalho pode não ser o melhor para outro, é necessário garantir sempre a convergência para que os valores obtidos para a queda e para os caudais seja o mais próximo possível do óptimo. Outra grande desvantagem resulta do facto de considerarmos que as empresas são “*price takers*”, pois esta situação não representa a realidade em Portugal.

6.2 Propostas de Desenvolvimento Futuro

Com realização deste trabalho foi possível identificar algumas direcções de futuras investigações, visto que o mesmo não esgota os assuntos nele abordados. Algumas delas são salientadas de seguida:

- na perspectiva de evitar o problema “*case dependent*” do parâmetro α , foi encontrado neste ponto um futuro melhoramento, nomeadamente a utilização de um processo de actualização deste parâmetro de uma forma automática;
- outro ponto de interesse seria investigar o comportamento de Meta-Heurísticas, nomeadamente o *Simulated Annealing*, algoritmos evolucionários como por exemplo os Algoritmos Genéticos, o *EPSO* entre outros, que se encontram numa fase muito promissora e com bons resultados apresentados em alguns trabalhos, assim como combinações destes métodos entre si ou com metodologias mais tradicionais;
- o cálculo do valor futuro da água, especialmente em mercados de electricidade, é um problema ainda com diversos aspectos para serem desenvolvidos. O estudo de uma metodologia baseada em métodos estocásticos como por exemplo Simulação de Monte Carlo, ou Programação Dinâmica Estocástica seria também um ponto a acrescentar;
- uma vez que foram considerados neste trabalho valores nulos para o custo de arranque das centrais hídricas, seria interessante verificar o impacto nos custos de manutenção dos sucessivos arranques e paragens que estas estratégias de operação implicam ao longo do ano;
- o tratamento da incerteza de uma forma mais expedita, como por exemplo através de algoritmos baseados em conjunto difusos (*Fuzzy Sets*) será também um ponto de desenvolvimento;
- a inclusão dos preços de mercado através de cenários de preços, implica que as centrais sejam consideradas como “*price takers*”. Assim, a introdução da influência das centrais térmicas estará implícita nos preços de mercados. Na perspectiva de desenvolvimento dos mercados de electricidade, seria muito interessante desenvolver um modelo de optimização hídrica, coordenada com as ofertas de centrais térmicas que interagem entre si, influenciando todas elas os valores do preço de mercado. Na prática, corresponderia a um trabalho de simulação de um

mercado de electricidade considerando de uma forma mais completa e realista as particularidades inerentes à operação das centrais hídricas.

Mesmo assim, o trabalho desenvolvido e apresentado ao longo do texto ilustra a extrema dificuldade em tratar problemas relacionados com a produção hidroelétrica, nomeadamente matérias que dizem respeito ao valor da água, à incerteza nos dados, à modelização de centrais hídricas e à sua integração em mercados de energia eléctrica. Espera-se, no entanto, ter dado um contributo para o tratamento mais completo e realista deste problema.

Bibliografia

Alberto, A. S. D. P., "*Cálculo da Remuneração de Índole Marginal Utilizando Preços Nodais de Curto Prazo e o Método de Simulação de Monte Carlo*", Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2002.

Baillo, A., Ventosa, M., Rivier, M. and Ramos, A., "*Optimal Offering Strategies for Generation Companies Operating in Electricity Spot Markets*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, nº 2, pp. 745-743, 2004.

Barquin, J. and Vásquez, M., "*Cournot equilibrium in power networks*", Publicação interna Instituto Investigação Tecnológica, IIT, Madrid, Espanha, Abril de 2005.

Barroso, L. A., Granville, S., Trinkenreich, J., Pereira, M. V. and Lino, P., "*Managing Hydrological Risks in Hydro-Based Portfolios*", in Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 2, pp. 724, Julho de 2003.

Cabero, J., Baíllo, Á., Cerisola, S., Ventosa, M., García-Alcalde, A., Perán, F. and Relaño, G., "*A Medium-Term Integrated Risk Management Model for a Hydrothermal Generation Company*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, nº 3, pp. 1379-1388, Agosto de 2005.

Cabero, J., García, A. and Ventosa, M., "*Forecasting Long Term Electricity Prices*", 8^{as} Jornadas Hispano Lusas de Ingeniería, Algarve, Vila Moura, Portugal, Julho de 2003.

Catalão, J. P. d. S., "*Planeamento Operacional de Curto Prazo de Sistemas de Energia Hidroeléctricos*", Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2003.

Catalão, J. P. d. S., "*Novas Metodologias de Optimização em Sistemas de Energia Hidrotérmicos*", Dissertação de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Covilhã, 2006.

Catalão, J. P. S., Mariano, S. J. P. S., Mendes, V. M. F. and Ferreira, L. A. F. M., "*Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model*", Elsevier, Vol. 76, pp. 404-412, Setembro de 2005.

Centeno, E., Reneses, J. and Barquín, J., "*Strategic Analysis of Electricity Markets Under Uncertainty: A Conjectured-Price-Response Approach*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, nº 1, pp. 423-432, Fevereiro de 2007.

Chang, S.-C., Chen, C.-H., Fong, I.-K. and Luh, P. B., "*Hydroelectric Generation Scheduling With An Effective Differential Dynamic Programming Algorithm*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, nº 3, pp. 737-743, Agosto de 1990.

Cohen, A. I. and Sherkat, V. R., "*Optimization-Based Methods for Operations Scheduling*", Proceedings of the IEEE, Vol. 75, nº 12, pp. 1574-1591, 1987.

Fernandes, E. O., *"O Mercado Ibérico da Electricidade e as Centrais Nucleares"*, Apresentação, Conferência Energia Nuclear – O Debate Necessário, Lisboa, Dezembro de 2006.

Fernández, J. C., Ventosa, M. and Bogas, J., *"An Overview on Electricity Markets: International Experiences"*, 8^{as} Jornadas Hispano Lusas de Ingeniería, Algarve, Vila Moura, Portugal, Julho de 2003.

Ferreira, M., Mariano, S., Catalão, J. and Mendes, V., *"Aspectos Mais Relevantes da Optimização Hídrica em Portugal"*, Actas IST Fórum Energia, Vol. 1, nº 2, 2004.

Flatabo, N., Haugstad, A., Mo, B. and Fosso, O. B., *"Short-term and Medium-term Generation Scheduling in the Norwegian Hydro System under a Competitive Power Market Structure"*, in Proceedings of EPSOM 98 Zurich, 1998.

Fuentes-Loyola, R. and Quintana, V. H., *"Medium-Term Hydrothermal Coordination by Semidefinite Programming"*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, nº 4, pp. 1515-1522, Novembro de 2003.

García-González, J. and Castro, G. A., *"Short-Term Hydro Scheduling with Cascaded and Head-Dependent Reservoirs Based on Mixed-Integer Linear Programming"*, in IEEE Porto Power Tech Proceedings, Vol. 3, Setembro 2001.

García-González, J., Muela, R. M., Becerra, S. N. and Chicharro, A. S., *"Gestión óptima de los embalses en el medio-largo plazo gajo la perspectiva de una empresa generadora en el mercado eléctrico"*, Publicação interna Instituto Investigação Tecnológica, IIT, Madrid, Espanha, 2005.

García-González, J., Parrilla, E., Barquín, J., Alonso, J., Sàiz-Chicharro, A. and González, A., *"Under-relaxed Iterative Procedure for Feasible Short-Term Scheduling of a Hydro Chain"*, Proceedings IEEE Bologna Power Tech, Vol. 2, 6 pp., Junho de 2003.

García-González, J., Parrilla, E. and Mateo, A., *"Profit-based optimal scheduling of a hydro chain in the day-ahead electricity market"*, Publicação interna Instituto Investigação Tecnológica, IIT, Madrid, Espanha, Dezembro de 2004.

García-González, J., Parrilla, E., Mateo, A. and Moraga, R., *"Building optimal generation bids of a hydro chain in the day-ahead electricity market under price uncertainty"*, in 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied o Power Systems, Stockholm, Sweden, Junho 2006.

García, J., Román, J., Barquín, J. and González, A., *"Strategic Bidding in Deregulated Power Systems"*, in Proceedings of PSCC'99 Trondheim, pp. 258-264, Norway, Junho de 1999.

Gardner, J., Hobbs, W., Lee, F. N., Streiffert, D. and Todd, D., *"Summary of The Panel Session "Coordination Between Short-Term Operation Scheduling and Annual Resource Allocations"*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, nº 4, pp. 1879-1889, Novembro de 1995.

González, A. M., Roque, A. M. S. and García-González, J., "*Modelling and Forecasting Electricity Prices with Input/Output Hidden Markov Models*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, nº 1, pp. 13-24, Fevereiro de 2005.

Guan, X., Ni, E., Li, R. and Luh, P. B., "*An Optimization-Based Algorithm for Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded Reservoirs and Discrete Hydro Constraints*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, nº 4, pp. 1775-1780, Novembro de 1997.

Liang, R. H. and Hsu, Y. Y., "*Scheduling of hydroelectric generations using artificial neural networks*", IEEE Proc. Gener. Trans. Distrib., Vol. 141, nº 5, pp. 452-458, Setembro de 1994.

Liang, R. H. and HSU, Y. Y., "*Short-Term Hydro-Scheduling using Hopfield Neural Network*", IEEE Proc. Gener. Trans. Distrib., Vol. 143, nº 3, pp. 269-275, Maio de 1996.

Lyra, C. and Ferreira, L. R. M., "*A Multiobjective Approach to the Short-Term Scheduling of a Hydroelectric Power Systems*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, nº 4, pp. 1750-1755, Novembro de 1995.

Machado, Ribeirinho, "*A Valia Eléctrica nos Grandes Empreendimentos Hídricos*", Seminário Energias Renováveis, FEUP, 2006.

Mantawy, A. H., Soliman, S. A. and El-Hawary, M. E., "*A New Tabu Search Algorithm for the Long-Term Hydro Scheduling Problem*", Large Engineering Conference on Power Engineering, Junho de 2002.

Mariano, S. J. P. S., Catalão, J. P. S., Mendes, V. M. F. and Ferreira, L. A. F. M., "*Profit-Based Short-Term Hydro Scheduling considering Head-Dependent Power Generation*", 2006.

Martinez, L. and Soares, S., "*Primal and Dual Stochastic Dynamic Programming in Long Term Hydrothermal Scheduling*", IEEE Power System Conference Exposition, Vol. 3, pp. 1283-1288, Outubro de 2004.

Marwali, M. K. C. and Shahidehpour, S. M., "*Coordination Between Long-Term and Short-Term Generation Scheduling with Network Constrains*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, nº 3, pp. 1161-1167, Agosto de 2000.

Matos, M. A., "*Apontamentos da Disciplina Decisão e Optimização em Sistemas Eléctricos de Energia*", FEUP, 2004.

Medina, J., Quintana, V. H., Conejo, A. J. and Thoden, F. P., "*A Comparison of Interior-Point codes for Medium-Term Hydro-Thermal Coordination*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, pp. 836-843, Agosto de 1997.

Moraga, R., Garcia-Gonzalez, J., Nogales, S. and Arteseros, M., "A contingency analysis for managing the risk of water spillage and shortage in a mid-term hydro scheduling model", in 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied o Power Systems, Stockholm, Sweden, Junho 2006.

Mosquera, N., Reneses, J., Barquin, J. and Sainchez-Ubeda, E. F., "Risk Analysis in Electricity Markets by using Decision Trees", in 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied o Power Systems, Stockholm, Sweden, Junho 2006.

Nabona, N., Castro, J. and González, J. A., "Optimum Long-Term Hydrothermal Coordination with Fuels Limits", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, nº 2, pp. 1054-1062, Maio 1995.

Ni, E., Guan, X. and Li, R., "Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded and Head-Dependent Reservoirs", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, nº 3, pp. 1127-1132, Agosto de 1999.

Orero, S. O. and Irving, M. R., "A Genetic Algorithm Modelling Framework and Solution Technique for Short Term Optimal Hydro Scheduling ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº 2, pp. 501-518, Maio de 1998.

Paiva, J. P. S., "Redes de Energia Eléctrica uma Análise Sistémica", IST Press, 2005.

Parrilla, E. and garcía-González, J., "Improving the B&B search for large-scale hydrothermal weekly scheduling problems", Elsevier, Vol. 28, nº 5, pp 339-348, 2006.

Pereira, M., Campodónico, N. and Kelman, R., "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models", in Proceedings of EPSOM 98 Zurich, 1998.

Ponnambalamt, V. K. and Vannelli, V. H. Quintana, A., "A Fast Algorithm for Power System Optimization Problems using an interior Point Method", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, nº 2, pp. 892-899, Maio de 1992.

REN, "Hidroelectricidade em Portugal – Memória e Desafio", 2002.

Reneses, J., Baíllo, A., Centeno, E., Ventosa, M., Rivier, M. and Ramos, A., "Strategies to Fulfill Medium-Term Objectives through Short-Term Operation in Competitive Power Markets", ", in IEEE Bologna Power Tech Proceedings, Vol. 2, Junho de 2003.

Reneses, J., Mosquera, N., Centero, E. and Barquín, J., "Water resources valuation in competitive environments", Actas das 9^{as} Jornadas Hispano Lusas de Engenharia, Marbella, Espanha, Julho de 2005.

Saraiva, J. P. T., "Apontamentos da disciplina Planeamento e Mercados de Electricidade", FEUP, 2004.

Saraiva, J. T., Silva, J. L. P. and Leão, M. T. P., "Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes", FEUP Edições, 2002.

Schjolberg, I., "A Comparison Study Between Artificial Neural Networks and AR models, applied to Norwegian Inflow Time Series", Neural Networks Proceedings of IEEE – INNS – ENNS International Joint Conference, Vol. 6, pp 208-213, Julho de 2000.

Shawwash, Z. K., Siu, T. K. and Russell, S. O. D., "The B.C. Hydro Short Term Hydro Scheduling Optimization Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, nº 3, pp. 1125-1131, 2000.

Silva, V. M., Nunes, A. C. and Machado, J. R., "Situação Actual e Perspectivas de Desenvolvimento da Hidroelectricidade em Portugal", Revista Ingenium nº 8, Outubro de 2005.

Ventosa, M., García-Alcalde, A., Mencía, A., Rivier, M. and Ramos, A., "Modelling Inflow Uncertainty in Electricity Markets: A Stochastic MCP Approach", in Proceedings of 6th PMAAPS Conference, Madeira, Vol. 2, pp. 3-11, 2000.

Ventosa, M., Rivier, M., Ramos, A. and García-Alcalde, A., "An MCP Approach for Hydrothermal Coordination in Deregulated Power Markets", in IEEE PES Summer Meeting, Vol. 4, pp. 2272-2277, Julho de 2000.

Wang, G. W. and Su, C. T., "A Practical Mixed Integer Linear Programming Based Short Term Hydro Scheduling", IEEE Transmission and Distribution Conference, Vol. 3, pp. 1606-1610, Outubro de 2002.

Wong, K. P. and Wong, Y. W., "A Parallel Simulated Annealing Algorithm for Short-Term Hydro Scheduling", IEEE Neural Networks Power Systems Proceedings, pp. 335-340, 1993.

Yu, Z., Sparrow, F. T. and Bowen, B. H., "A New Long-Term Hydro Production Scheduling Method for Maximization the Profit of Hydroelectric Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº 1, 1998.

Zambelli, M., Siqueira, T. G., Cicogna, M. and Soares, S., "Deterministic Versus Stochastic Models for Long Term Hydrothermal Scheduling", in IEEE PES Summer Meeting, Junho 2006.

ANEXOS

Anexo A

Aproveitamento		Aproveitamento Hidroelétrico Muito Grande (AHMG)	Aproveitamento Hidroelétrico Muito Pequeno (AHMP)
Volume Máximo $v^{máx}$	hm ³	3 000	2
Volume Mínimo $v^{mín}$	hm ³	200	0,8
Volume Útil	hm ³	2 800	1,2
Nível Máximo Armazenamento nap	m	80,39	602
Nível Mínimo Armazenamento nam	m	76,03	595
Caudal Nominal Turbinamento qt	m ³ /s	450	70
Caudal Nominal Bombagem qb	m ³ /s	358	55
Caudal Máximo Turbinamento $qb^{máx}$	m ³ /s	450	70
Caudal Máximo Bombagem $qb^{mín}$	m ³ /s	358	55
Queda Nominal Turbinamento hnt	m	68	500
Queda Nominal Bombagem hnb	m	68	500
Rendimento Turbinamento μt	%	88	89
Rendimento Bombagem μb	%	92	91
Perda de Carga Turbinamento Δht	m	0,8	11
Acréscimo de Carga Bombagem Δhb	m	0,5	5
Coefficiente de Bombagem δ		5,4	0,24
Nível Médio de Jusante ξ	m	10	100
Potência P	MW	261	299

Quadro A. 1 – Características do AHMG e do AHMP.

Anexo B

Aproveitamento		A	B	C	D	E	F	G	H
Volume Máximo $v^{máx}$	hm ³	95	106	148	110	97	216	83	31
Volume Mínimo $v^{mín}$	hm ³	82	84	132	94	85	156	71	25
Volume Útil	hm ³	17	22	16	16	12	60	12	6
Nível Máximo Armazenamento nap	m	73	96	46	13	104	220	125	250
Nível Mínimo Armazenamento nam	m	72	92	45	12	103	211	124	245
Caudal Nominal Turbinamento qt	m ³ /s	744	320	705	750	550	210	500	120
Caudal Nominal Bombagem qb	m ³ /s	-	251	-	-	-	162	-	-
Caudal Máximo Turbinamento $qb^{máx}$	m ³ /s	744	320	705	750	550	210	500	120
Caudal Máximo Bombagem $qb^{mín}$	m ³ /s	-	251	-	-	-	162	-	-
Queda Nominal Turbinamento hnt	m	27	50	33	11	30	116	21	30
Queda Nominal Bombagem hnb	m	27	50	33	11	30	116	21	30
Rendimento Turbinamento μt	%	92	88	91	86	92	88	90	89
Rendimento Bombagem μb	%	-	92	-	-	-	92	-	-
Perda de Carga Turbinamento Δht	m	1,0	1,0	1,4	0,3	0,8	3,0	0,7	0,8
Acréscimo de Carga Bombagem Δhb	m	-	0,8	-	-	-	3	-	-
Coefficiente de Bombagem δ		-	5,38	-	-	-	0,35	-	-
Nível Médio de Jusante ξ	m	46	46	13	2	73	104	104	220
Potência P	MW	174	136	201	65	145	205	90	31

Quadro B. 1 – Características dos aproveitamentos da DNA.

Anexo C

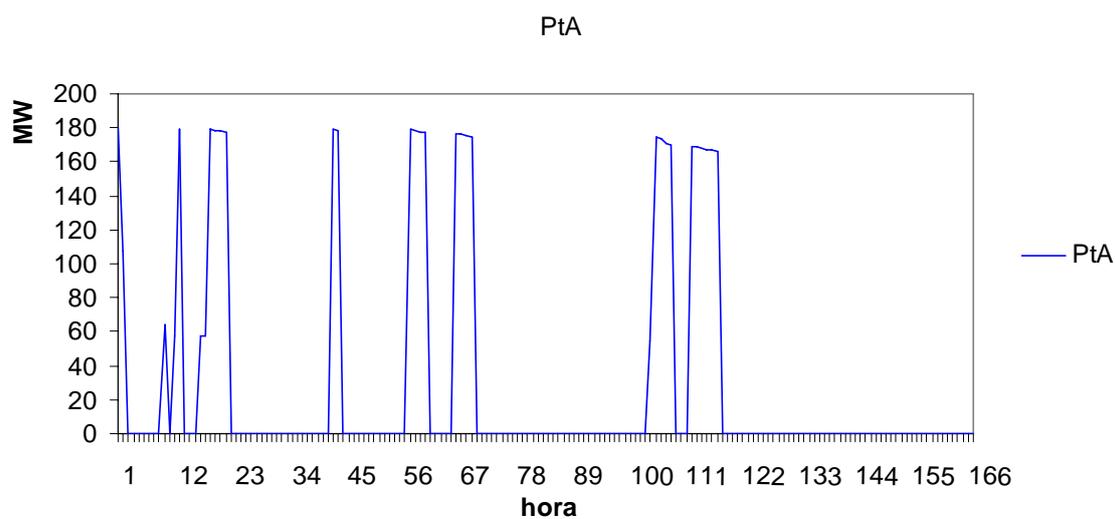


Gráfico C. 1 – Colocação de potência do aproveitamento A da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

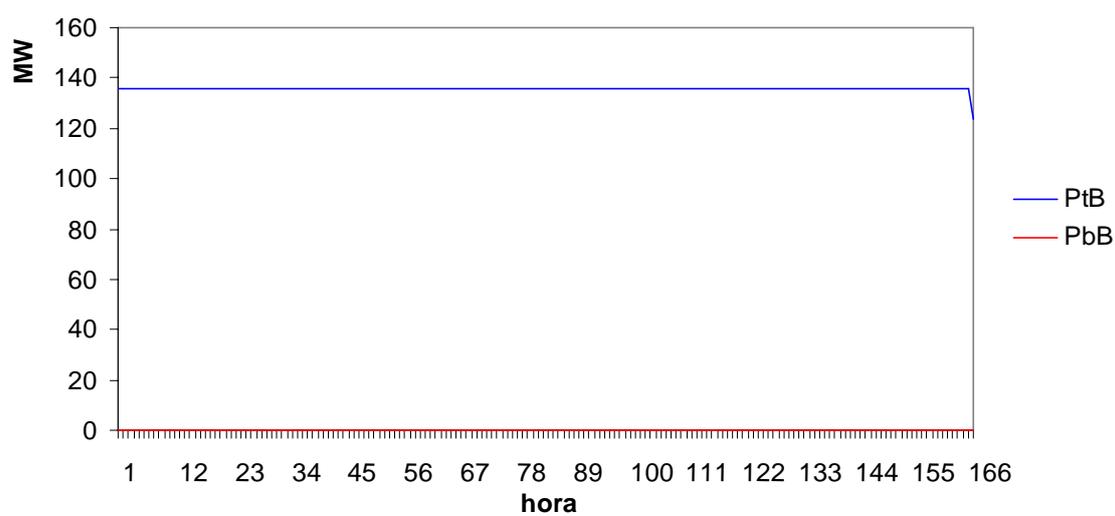


Gráfico C. 2 – Colocação de potência do aproveitamento B da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

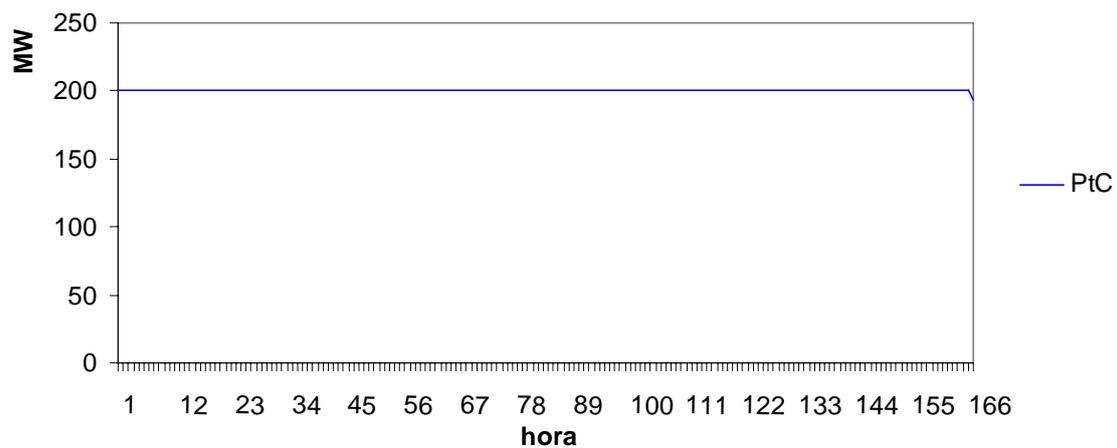


Gráfico C. 3 – Colocação de potência do aproveitamento C da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

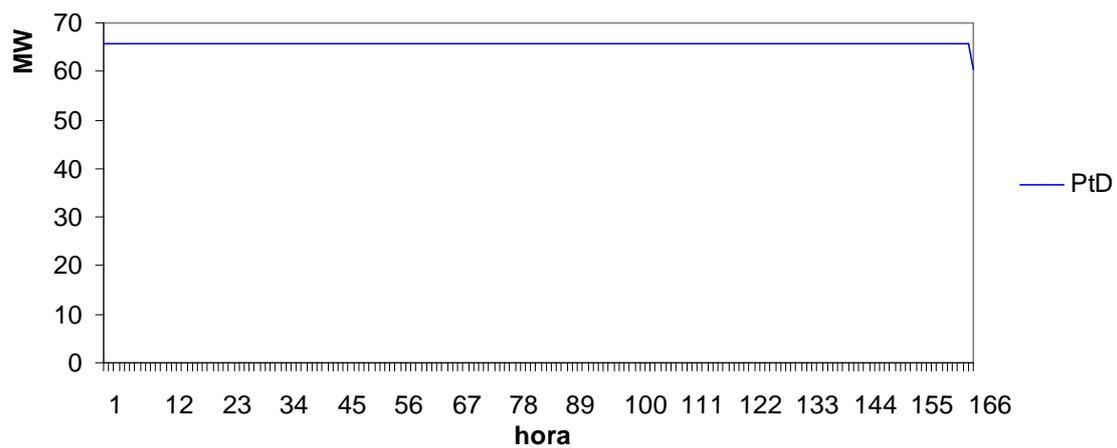


Gráfico C. 4 – Colocação de potência do aproveitamento D da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

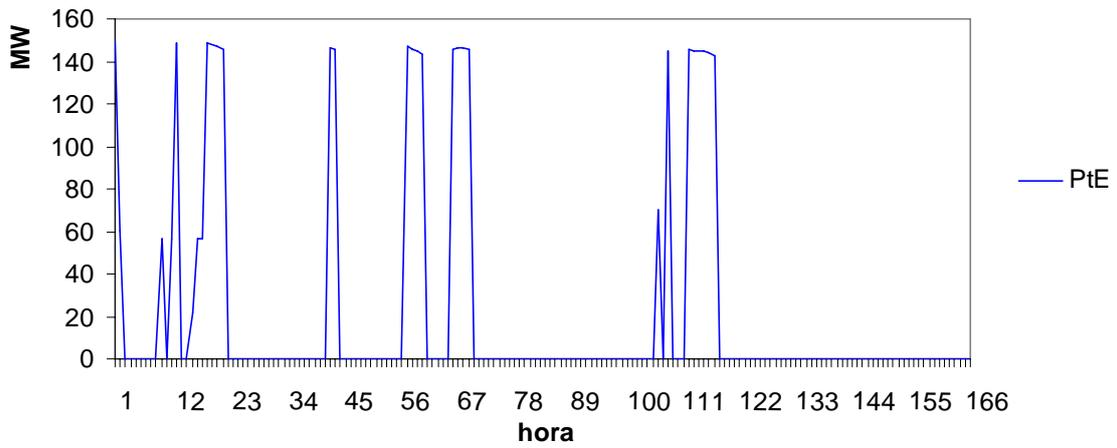


Gráfico C. 5 – Colocação de potência do aproveitamento E da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

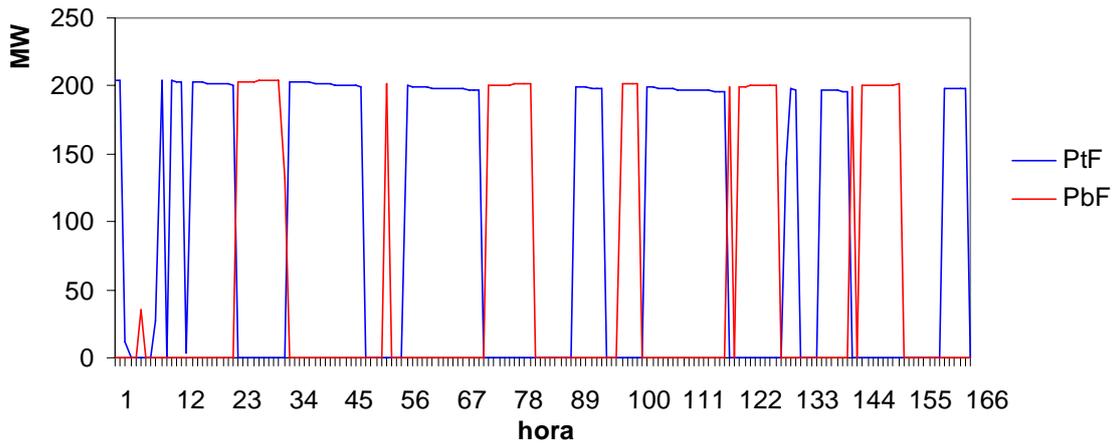


Gráfico C. 6 – Colocação de potência do aproveitamento F da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

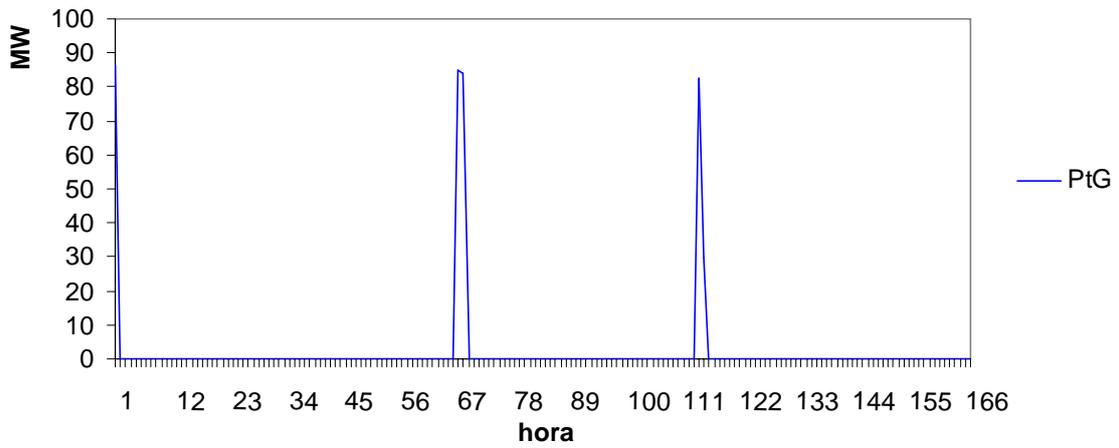


Gráfico C. 7 – Colocação de potência do aproveitamento G da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

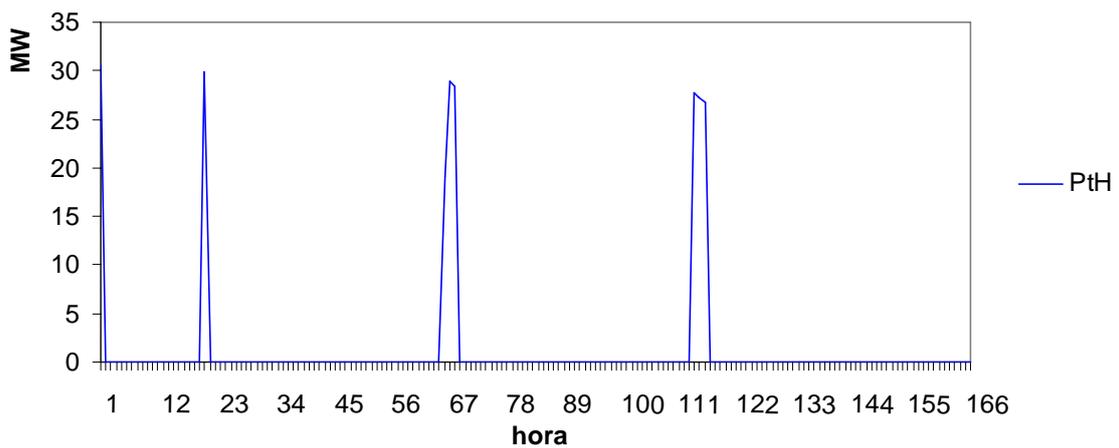


Gráfico C. 8 – Colocação de potência do aproveitamento H da cascata DNA, para o Caso de Estudo 8.

Anexo D

Aproveitamento A		
Produção Média	(MW.h)	283 396
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	-
Valor Produção Média	(k€)	11 568
Custo Bombagem Médio	(k€)	-
Margem Líquida Média	(k€)	11 568
Descarregamento Médio	(hm ³)	140

Quadro D. 1 – Resultados finais para o aproveitamento A da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento B		
Produção Média	(MW.h)	324 180
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	409 604
Valor Produção Média	(k€)	12 775
Custo Bombagem Médio	(k€)	7 329
Margem Líquida Média	(k€)	5 426
Descarregamento Médio	(hm ³)	6

Quadro D. 2 – Resultados finais para o aproveitamento B da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento C		
Produção Média	(MW.h)	444 833
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	-
Valor Produção Média	(k€)	17 343
Custo Bombagem Médio	(k€)	-
Margem Líquida Média	(k€)	17 343
Descarregamento Médio	(hm ³)	237

Quadro D. 3 – Resultados finais para o aproveitamento C da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento D		
Produção Média	(MW.h)	152 508
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	-
Valor Produção Média	(k€)	5 918
Custo Bombagem Médio	(k€)	-
Margem Líquida Média	(k€)	5 918
Descarregamento Médio	(hm ³)	279

Quadro D. 4 – Resultados finais para o aproveitamento D da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento E		
Produção Média	(MW.h)	228 510
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	-
Valor Produção Média	(k€)	9 403
Custo Bombagem Médio	(k€)	-
Margem Líquida Média	(k€)	9 403
Descarregamento Médio	(hm ³)	115

Quadro D. 5 – Resultados finais para o aproveitamento D da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento F		
Produção Média	(MW.h)	656 909
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	458 701
Valor Produção Média	(k€)	24 035
Custo Bombagem Médio	(k€)	7 751
Margem Líquida Média	(k€)	16 284
Descarregamento Médio	(hm ³)	58

Quadro D. 6 – Resultados finais para o aproveitamento F da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento G		
Produção Média	(MW.h)	32 275
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	-
Valor Produção Média	(k€)	1 510
Custo Bombagem Médio	(k€)	-
Margem Líquida Média	(k€)	1 510
Descarregamento Médio	(hm ³)	125

Quadro D. 7 – Resultados finais para o aproveitamento G da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

Aproveitamento H		
Produção Média	(MW.h)	37 518
Consumo Bombagem Médio	(MW.h)	-
Valor Produção Média	(k€)	1 440
Custo Bombagem Médio	(k€)	-
Margem Líquida Média	(k€)	1 440
Descarregamento Médio	(hm ³)	33

Quadro D. 8 – Resultados finais para o aproveitamento H da cascata DNA, para o Caso de Estudo 9.

