



INSTITUTO
SUPERIOR
TÉCNICO

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO

PLANEAMENTO OPERACIONAL DE CURTO PRAZO
DE SISTEMAS DE ENERGIA HIDROELÉCTRICOS

JOÃO PAULO DA SILVA CATALÃO
(LICENCIADO)

DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Orientador: Doutor Luís António Fialho Marcelino Ferreira

Júri:

Presidente: Doutor Luís António Fialho Marcelino Ferreira

Vogais: Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho

DEZEMBRO 2003

Tese realizada sob orientação de
Professor Doutor Eng.º Luís António Fialho Marcelino Ferreira

Professor Associado com Agregação do
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do
INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO

À Carla Patrícia e aos meus Pais

Resumo

Esta tese incide sobre o problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos e os aspectos algorítmicos da sua solução. Recursos baseados em aproveitamentos hidroeléctricos com capacidades de armazenamento reduzidas são classificados como fio de água. Tipicamente, considera-se que estes recursos operam em condições estacionárias com altura de queda constante e ao nível máximo de água nos reservatórios, correspondendo, em regra e por projecto, ao ponto de operação óptimo. Contudo, é muitas vezes desejável alterar esta política, incorrendo-se, por isso, em variações da altura de queda. Devido ao reduzido volume de água nos reservatórios, a altura de queda pode variar rapidamente e a eficiência de operação torna-se sensível à altura de queda – efeito de variação da altura de queda. Assim, a potência gerada é função não só do caudal de água turbinado mas também da altura de queda. Este efeito não linear conjuntamente com a configuração hidráulica em cascata torna o problema complexo e de grande dimensão. Este estudo propõe e compara métodos de optimização baseados em programação dinâmica, linear e não linear em rede. Os resultados da simulação computacional mostram que a programação não linear em rede é o método de optimização mais apropriado.

Palavras-chave

Planeamento Operacional

Curto Prazo

Sistemas de Energia Hidroeléctricos

Reservatórios em Cascata

Altura de Queda Variável

Optimização Aplicada

Abstract

This thesis is on the problem of short-term operational planning of hydroelectric power systems and the algorithmic aspects of its solution. Resources based on hydroelectric power producers with small storage capacities are known as run-of-the-river. Typically, these resources are considered to operate under stationary conditions with constant head and at the maximum water level in the reservoirs, corresponding by design to the optimum operating point. However, it is often desirable to change this policy, thus incurring into head changes. Due to the reservoirs low volume, the head may change very fast and the operating efficiency becomes sensitive to the head – head change effect. Therefore, the power output is a function of the water discharge and also of the head. This non-linear effect coupled with the cascaded hydro configuration tends to give to the problem complexity and huge dimension. This study proposes and compares optimization methods based on dynamic, linear and non-linear network programming. Numerical simulation results show that non-linear network programming is the most suitable optimization method.

Keywords

Operational Planning

Short-Term

Hydroelectric Power Systems

Cascaded Reservoirs

Variable Head

Applied Optimization

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Luís António Fialho Marcelino Ferreira, Professor Associado com Agregação, principal responsável como orientador científico, desejo expressar o meu maior agradecimento. Expresso o meu reconhecimento pela motivação e orientação da presente dissertação, pelos ensinamentos que me transmitiu em consequência do seu profundo conhecimento e vasta experiência, pelo espírito crítico e construtivo que me incutiu, pelo empenho sempre posto na disponibilização dos meios necessários para a realização deste trabalho de investigação e pela amizade com que sempre me distinguiu.

Ao Professor Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, Presidente do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar profunda gratidão, pelo encorajamento inicial e incentivo durante o trabalho de investigação. Acresce salientar, quer a convivência amigável com que sempre trabalhámos, quer, por vezes em ocasiões que lhe eram menos convenientes e com prejuízo para o seu próprio conforto, a disponibilidade, empenho e apoio que sempre me forneceu em inúmeras vezes que me acolheu no seu gabinete.

Ao Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador da Secção de Economia e Gestão no Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento pelo apoio, disponibilidade e empenho sempre demonstrados, com especial relevo na fase final de escrita, em discussões que muito contribuíram para aumentar a clareza do texto.

Aos Docentes da Secção de Energia do Instituto Superior Técnico, na pessoa do seu coordenador Professor Doutor José Pedro Sucena Paiva, Professor Catedrático, desejo expressar a minha gratidão pela forma como sempre me acolheram na Secção.

Ao Professor Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho e ao Engenheiro Samuel Nuno Costa Grave, desejo expressar o meu reconhecimento, pela sua colaboração, apoio e convivência amiga.

Ao Professor Doutor Carlos Manuel Pereira Cabrita, ao Professor Doutor Luís Carlos Carrilho Gonçalves, ao Professor Doutor José António Felipe de Souza e ao Professor Doutor Vladimir Vojina Gligic, Docentes do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar o meu reconhecimento, pela confiança que sempre depositaram no sucesso da investigação sobre o tema, pelo interesse continuado que mantiveram sobre os resultados do trabalho de investigação e pelo apoio institucional sempre prestado.

A todos os Docentes do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar o meu agradecimento, pelo apoio e incentivo.

Índice

Capítulo 1	Introdução.....	1
	1.1 Enquadramento.....	2
	1.2 Motivação.....	6
	1.3 Perspectiva histórica da investigação.....	9
	1.4 Organização do texto.....	12
	1.5 Notação.....	13
Capítulo 2	Formulação do Problema.....	19
	2.1 Aproveitamento de recursos energéticos.....	20
	2.2 Horizonte temporal.....	24
	2.3 Dificuldades e soluções.....	25
	2.4 Variáveis e equações.....	30
	2.5 Restrições e constrangimentos.....	35
	2.6 Função objectivo.....	38
Capítulo 3	Descrição dos Casos Apresentados.....	42
	3.1 Introdução.....	43
	3.2 Problema com um reservatório.....	46
	3.3 Problema com três reservatórios em cascata.....	49
Capítulo 4	Métodos de Resolução do Problema.....	54
	4.1 Programação dinâmica.....	55
	4.2 Programação linear em rede.....	62
	4.3 Programação não linear em rede.....	67

Capítulo 5	Apresentação e Análise de Resultados	77
5.1	Problema com um reservatório.....	78
5.1.1	Resolução com programação dinâmica	79
5.1.2	Resolução com programação linear em rede	83
5.1.3	Resolução com programação dinâmica e efeito de queda	84
5.1.4	Resolução com programação não linear em rede	87
5.1.5	Análise comparativa de resultados.....	88
5.2	Problema com três reservatórios em cascata.....	90
5.2.1	Resolução com programação linear em rede	92
5.2.2	Resolução com programação não linear em rede	94
5.2.3	Análise comparativa de resultados.....	96
Capítulo 6	Conclusão	98
6.1	Síntese do estudo e conclusão	99
6.2	Perspectivas de desenvolvimento futuro	102
	Referências Bibliográficas	104

Lista de Figuras e Tabelas

Fig. 2.1	Ilustração de um sistema de reservatórios em cascata	31
<hr/>		
Fig. 3.1	Ilustração do sistema hídrico Douro	45
Fig. 3.2	Ilustração do sistema hídrico com um reservatório	47
Fig. 3.3	Ilustração da interligação dos reservatórios no Douro Internacio- nal.....	50
<hr/>		
Fig. 4.1	Ilustração da programação dinâmica na resolução do problema com um reservatório	60
Fig. 4.2	Ilustração de uma rede de fluxos para simulação da cascata	63
Fig. 4.3	Ilustração das curvas caudal turbinado vs. potência	70
Fig. 4.4	Ilustração da linearização das curvas eficiência vs. altura de queda.....	71
Fig. 4.5	Ilustração da linearização das curvas nível de água vs. volume de água	72
<hr/>		

Fig. 5.1	Ilustração dos custos unitários em cada período do horizonte temporal.....	78
Fig. 5.2	Ilustração da afluência ao reservatório, ao longo do horizonte temporal.....	79
Fig. 5.3	Ilustração da afluência ao reservatório com discretização reduzida.....	80
Fig. 5.4	Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização reduzida.....	80
Fig. 5.5	Ilustração da afluência ao reservatório com discretização intermédia.....	81
Fig. 5.6	Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização intermédia.....	81
Fig. 5.7	Ilustração da afluência ao reservatório com discretização elevada.....	82
Fig. 5.8	Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização elevada.....	82
Fig. 5.9	Ilustração dos resultados da programação linear em rede.....	83
Fig. 5.10	Ilustração da afluência ao reservatório com discretização reduzida.....	84

Fig. 5.11	Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização reduzida e efeito de queda.....	84
Fig. 5.12	Ilustração da afluência ao reservatório com discretização intermédia	85
Fig. 5.13	Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização intermédia e efeito de queda	85
Fig. 5.14	Ilustração da afluência ao reservatório com discretização elevada.....	86
Fig. 5.15	Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização elevada e efeito de queda.....	86
Fig. 5.16	Ilustração dos resultados da programação não linear em rede	87
Fig. 5.17	Ilustração dos custos unitários em cada período do horizonte temporal.....	91
Fig. 5.18	Ilustração da afluência a Miranda, ao longo do horizonte temporal.....	91
Fig. 5.19	Ilustração dos resultados da programação linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; caudal turbinado em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.....	92

Fig. 5.20	Ilustração dos resultados da programação linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; volume de água em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.....	93
Fig. 5.21	Ilustração dos resultados da programação não linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; caudal turbinado em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.....	94
Fig. 5.22	Ilustração dos resultados da programação não linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; volume de água em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.....	95
<hr/>		
Tabela 3.1	Aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional	44
Tabela 3.2	Aproveitamento hidroeléctrico do Douro Nacional	44
Tabela 3.3	Altura de queda em função dos níveis de água para as centrais do Douro Internacional	52
<hr/>		
Tabela 5.1	Resultados obtidos para o problema com um reservatório, com a aplicação de cada um dos métodos de optimização	88
Tabela 5.2	Resultados obtidos para o problema com três reservatórios, com a aplicação de cada um dos métodos de optimização	96

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é realizada uma introdução ao problema do planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Apresenta-se o enquadramento do estudo e esboçam-se as ideias fundamentais que motivaram a abordagem deste tema com recurso a processos de cálculo automáticos para optimização. Apresenta-se uma revisão bibliográfica aos métodos de optimização aplicados à resolução do problema. Descreve-se a forma como o texto está organizado, assim como a notação utilizada, na tese.

1.1 Enquadramento

Esta tese enquadra-se na temática dos problemas que surgem na fase de planeamento operacional em sistemas de energia hidroeléctricos, com um horizonte temporal de um ou mais dias até uma semana e com decisões estudadas em intervalos de tempo cuja duração é tipicamente de uma hora, isto é, a curto prazo, com reservatórios com afluências dependentes do reservatório a montante e, como tal, em cascata, considerando o efeito que a variação da altura de queda tem na eficiência de operação.

Para a resolução do problema, este estudo assenta na aplicação e comparação de métodos de optimização baseados em:

- programação dinâmica;
- programação linear em rede;
- programação não linear em rede.

A importância da energia eléctrica é indiscutível na vida diária. Ela é cada vez mais um dos bens essenciais à multiplicidade das tarefas constituintes da actividade humana. Pode dizer-se que toda a vida material está condicionada fortemente pelo uso da energia eléctrica [1].

O enorme surto da aplicação verificada no uso da energia eléctrica deve-se predominantemente:

- a ser uma forma de energia limpa e cómoda para o utente;
- ao modo como facilmente se converte em outras formas de energia e se transporta a grandes distâncias;
- ao considerável rendimento energético obtido nas diversas conversões;
- ao aproveitamento que proporciona dos recursos hídricos naturais.

Um sistema de produção de energia eléctrica é um sistema complexo e de grande dimensão [2]. O objectivo deste sistema é satisfazer a carga pedida em cada intervalo de tempo de forma racional, permitindo o bom aproveitamento dos recursos disponíveis. A satisfação deste objectivo faz-se através do controlo. Assim, na escala de tempo menor (segundos), o processo da satisfação da carga é controlado duma forma automática – Controlo automático de geração [3]. Esta parte trata quase exclusivamente da aplicação da teoria de sistemas lineares, invariantes no tempo, aos problemas de regulação de tensão e de frequência.

No contexto de qualquer empresa, uma das componentes que determina o sucesso ou o fracasso na condução da sua actividade, é a qualidade das decisões tomadas. Decidir é deliberar, optar ou escolher, entre alternativas viáveis ou cursos de acção, determinando uma que reúna as condições de preferência [1].

Numa escala de tempo maior (minutos), o controlo automático de geração é dirigido superiormente por considerações económicas e de segurança. As decisões associadas a esta direcção superior consistem, por exemplo, na determinação do nível de geração dos grupos – Decisões de operação [3]. Nesta parte aplicam-se métodos de optimização à operação de sistemas de energia eléctrica.

A energia eléctrica é um produto com características de produção particulares. Deve ser obtida na altura em que é requerida, nem antes nem depois, atendendo aos factores económicos envolvidos na sua armazenagem, desfavoráveis para se atingir uma estratégia económica óptima. Para que a energia eléctrica esteja sempre disponível, na altura em que é necessária pelas diversas necessidades da civilização humana (actividades económicas, desenvolvimento e bem-estar social), é fundamental que a operação do sistema de produção seja constantemente planeada.

As considerações económicas que dirigem o controlo automático de geração determinam unicamente o nível de geração dos grupos, sendo necessário conhecer quais os grupos que devem estar preparados para entrar em produção. Decidir quais os grupos que devem estar preparados para entrar em produção e quando, isto é, afectados, é um processo hierarquicamente superior ao processo das decisões de operação e desenrola-se numa escala de tempo ainda maior (horas ou dias) – Planeamento operacional.

O problema de planeamento operacional é um problema com que as empresas produtoras de energia eléctrica se deparam todos os dias. Este problema abarca um conjunto de tarefas a desempenhar por técnicos especializados na exploração e operação, constituintes do suporte humano do centro de controlo, que através da informação actual e histórica influenciarão a gestão futura, caracterizando as trajectórias de decisão mais favoráveis, isto é, determinando a melhor sequência de acções particulares ou locais de entre um dado conjunto de alternativas admissíveis, com a finalidade de disponibilizar potência para fornecimento de energia eléctrica às instalações consumidoras ao menor custo possível.

As acções particulares ou locais devem ser harmonizadas com as restantes, incluindo as que as antecederam e as projectadas para o futuro, de modo a se atingir alguma forma final de optimização, isto é, são relevantes para o problema do planeamento operacional, quer a interacção entre recursos em cada instante, quer a interacção sequencial das decisões sobre os recursos ao longo do tempo.

As consequências económicas das decisões de planeamento operacional são muito importantes. A importância advém do enorme impacto que uma melhor decisão pode ter na economia da operação [3]. Assim, uma atitude racional que conduza a um custo de operação inferior, pode representar uma vantagem num mercado competitivo para as empresas produtoras de energia eléctrica.

Para satisfazer a procura de energia eléctrica dispõe-se, tipicamente, de dois tipos de recursos, hídricos e térmicos, para além da produção em regime especial (cogeração, mini-hídrica e eólica). Dado que existe um custo de operação associado à produção térmica em oposição à produção hídrica, para se minimizar o custo total de operação esperado do sistema de produção hidrotérmico em cada instante tem-se como objectivo primário, no planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos, a maximização do valor da produção hidroeléctrica total e, conseqüentemente, do lucro obtido com a venda da energia convertida para a forma eléctrica, ao longo do horizonte temporal de um ou mais dias até uma semana e com intervalos de decisão de hora em hora.

O planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricos, considerando a disponibilidade de água e as restrições físicas e operacionais de cada recurso, envolve a determinação de uma política que produza uma decisão para os níveis de utilização dos recursos hídricos [4], com o objectivo de obter o melhor desempenho possível ao longo do horizonte temporal considerado – Afecção óptima de unidades hídricas.

O problema de afecção de unidades hídricas, quer pela diversidade de recursos existentes, quer pela dimensão do próprio sistema, apresenta características que conduzem a um problema de programação matemática de grande porte e de difícil resolução. É um problema que envolve um elevado número de decisões de natureza discreta e contínua, onde todas as unidades disponíveis para produzir energia são consideradas e a combinação óptima das unidades que vão operar é então determinada [2].

1.2 Motivação

O planeamento operacional assume cada vez maior importância para as empresas produtoras de energia eléctrica, pelo valor económico que pode acrescentar, podendo representar volumosas poupanças quando resolvido de forma óptima. Existe, assim, um grande interesse pelo desenvolvimento de melhores meios de contribuir tecnicamente para a convergência no sentido das decisões óptimas.

A complexidade subjacente aos problemas de planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricos, ligada ao crescimento das exigências de racionalidade de recursos, leva a que se ultrapasse rapidamente o complexível capaz de ser abrangido pela mente humana. Para uma utilização racional dos recursos do parque produtor, o uso exclusivo da perspectiva heurística, baseada na experiência e criatividade dos engenheiros de planeamento operacional, é manifestamente não adequado na actualidade [1].

Como tal, é necessária a existência de meios computacionais poderosos que auxiliem e suportem as decisões dos engenheiros de planeamento operacional, no intuito da optimização da exploração dos recursos hídricos. A simulação computacional e os métodos de optimização permitem criar sistemas de informação com excelência para o suporte das decisões, permitindo condições para obter melhor eficiência, viabilidade e competitividade.

Por outro lado, é compreensível, quer pelo tempo requerido desde a decisão até à construção de novas centrais, quer pelo montante dos investimentos necessários, que o incremento na produção de energia eléctrica não seja realizado à custa da construção de novas centrais. Isto implica a necessidade da existência de maiores exigências de racionalidade e responsabilidade por parte das empresas de produção de energia eléctrica [1].

Assim tem-se que:

- a complexidade dos problemas;
- o desejo de se conseguirem actuações óptimas;
- a escassez dos recursos naturais;

constituem factores motivadores para o estudo do problema, com vista a uma maior racionalidade nas decisões.

A motivação para o estudo do tema com base na tecnologia informática é reforçada pelos seguintes factores:

- a necessidade, determinada pelos enormes investimentos exigidos nas empresas de produção de energia eléctrica e pelas custos dos combustíveis das centrais térmicas, de intensificar a pesquisa de níveis superiores de racionalidade para suporte das decisões que propiciem um melhor aproveitamento dos recursos hídricos existentes;
- a capacidade de memória central e a velocidade de cálculo hoje existentes nos modernos computadores, permitem o suporte de metodologias de optimização que, para uma análise rigorosa de todas as alternativas, necessitem memorizar e processar grande quantidade de informação.

Na Secção de Energia do Instituto Superior Técnico, existe um programa, PRODIS – PROgramação DIária e Semanal, para resolver o problema de coordenação hidrotérmica de curto prazo através de um modelo determinístico, isto é, com grau de incerteza nulo, atendendo à segurança com que as previsões podem ser efectuadas [4]. As afluências aos reservatórios são, por exemplo, um dos factores responsáveis pela natureza fortemente estocástica do problema. Este programa determina a afectação dos principais grupos geradores de energia, da importação e da exportação, na EDP – Electricidade De Portugal.

Contudo, o PRODIS faz uso para o planeamento hídrico da aplicação “*MCNF – Minimal Cost Network Flow*”, de programação linear em rede, que não é totalmente satisfatória para o objectivo pretendido. Esta insatisfação surge quando é estudada uma configuração hidráulica com reservatórios em cascata e considerando o efeito que a variação da altura de queda pode ter na eficiência de operação, uma vez que a potência gerada é função não só do caudal turbinado mas também da altura de queda.

Nesta tese vão ser estudados e comparados métodos de optimização baseados em programação dinâmica, programação linear em rede e programação não linear em rede, para resolução do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos.

Os estudos que se prendem com

- horizontes temporais superiores, que abarcam o médio e longo prazo;
- planeamento operacional de recursos térmicos;
- coordenação hidrotérmica;

saem fora do âmbito desta tese.

A descrição pormenorizada dos aspectos computacionais das técnicas de optimização utilizadas na resolução do problema (programação dinâmica, programação linear em rede e programação não linear em rede), também sai fora do âmbito da tese. Estes algoritmos de optimização aplicada são hoje amplamente aceites pela comunidade científica e encontram-se largamente difundidos em literatura especializada, pelo que tal abordagem, no âmbito da tese, não enriqueceria a informação compreendida nas publicações referenciadas no texto.

1.3 Perspectiva histórica da investigação

A questão da optimização em sistemas de energia eléctrica, em particular, o modo de operação económico e eficiente no curto prazo de recursos hidroeléctricos, vem constituindo um assunto de permanente investigação desde a década de sessenta, devido à complexidade do problema e aos benefícios económicos resultantes do uso da melhor solução possível.

A indústria dos sistemas de energia eléctrica sofreu nas últimas décadas transformações sem precedentes. Antes de 1973, progressos contínuos nos domínios da geração e da tecnologia para a transmissão e distribuição da energia eléctrica permitiram baixar os custos incidentes por unidade de energia eléctrica. Nessa época os custos com a produção eram relativamente diminutos, o que justificava ainda ter-se tolerado a manutenção de um elevado nível de fiabilidade suportado à custa da redundância nos equipamentos instalados e disponíveis para a produção em cada instante. A crise energética de 1973 e a sua repercussão sobre os custos dos equipamentos e sobre os custos das construções geraram preocupações e atitudes com aspectos económicos, até aí não considerados relevantes, que alteraram profundamente o cenário. Desde então, o preço da energia eléctrica cresceu, mas tornou-se simultaneamente cada vez mais difícil manter os níveis de fiabilidade recorrendo à estratégia utilizada anteriormente. Assim, tornou-se inviável operar nas condições de exploração anteriores, com níveis elevados de redundância de equipamentos, face à nova estrutura de custos dentro de uma perspectiva económica saudável. Também para fazer face à concorrência, as empresas têm hoje que encarar os seus investimentos com maior racionalidade, quer maximizando a utilização dos recursos de que dispõem, quer minimizando os projectos que não contribuem directamente para uma maior racionalidade económica na produção de energia eléctrica [1].

Constitui um desafio tremendo para as empresas produtoras de energia eléctrica dar satisfação cabal às responsabilidades importantes, com reflexos económicos, que incidem sobre ela na vivência do cenário actual. Um dos caminhos tem sido o de tirar partido quer de um melhor aproveitamento dos equipamentos instalados quer de decisões mais eficientes alicerçadas na experiência histórica vivida e na investigação [1]. Tem-se recorrido para tal com intensidade crescente, às formulações em programação matemática das concepções físicas determinantes dos problemas económicos básicos e às vantagens proporcionadas pela utilização de computadores devidas aos recentes avanços neste domínio. Em [1,5,6] encontra-se uma descrição detalhada sobre o estado da arte até finais da década de oitenta. Assim, mencionam-se apenas na revisão bibliográfica referências com data posterior ou que então surgiram.

A programação dinâmica foi uma das primeiras metodologias utilizadas na resolução do problema de afectação de unidades hídricas [6-13]. A programação dinâmica exhibe algumas vantagens porque consegue tratar problemas não convexos, não lineares, mesmo que estes tenham características discretas. A sua utilização na resolução deste problema permite obter, com exactidão, a sua solução. Contudo, tal só é possível para problemas de dimensão reduzida devido à natureza enumerativa deste método. A programação dinâmica sofre de duas dificuldades: requer um elevado tempo de execução e uma grande capacidade de memória. Estas dificuldades evoluem de forma exponencial com a dimensão do problema, isto é, com o número de reservatórios e de intervalos de decisão considerados, e cedo atingem níveis que tornam impossível a sua computação. Assim, porque uma das características do problema de afectação de unidades hídricas é o da sua grande dimensão, esta abordagem apenas é utilizada para resolver o problema aplicado a um reservatório, pois a dimensão do problema para cascatas de reservatórios tende a ser tão grande que torna impossível a sua computação sem a aplicação de heurísticas.

Para a afectação de unidades hídricas que envolvam cascatas e que, desta forma, conduzam a problemas de grande dimensão, esta abordagem deixou de ser objecto de investigação, mas permanece ainda quando se trate de resolver problemas ou subproblemas cuja dimensão não constitua impedimento à sua resolução [14-17].

Outros métodos, tais como programação linear e programação não linear, foram apontados como alternativos à programação dinâmica [6]. No entanto, são os métodos de programação linear em rede que despertam maior interesse na maioria dos investigadores [5,18-28], pelo facto de uma cascata ter uma estrutura em rede, fazendo com que seja natural a utilização destes métodos. Estes métodos acomodam facilmente restrições complicadas, tais como, equações do balanço dos fluxos de água, limites mínimos e máximos dos volumes nos reservatórios, dos caudais turbinados nas centrais e dos caudais descarregados pelos reservatórios, e outras restrições. No que concerne à função objectivo, estes métodos foram desenhados para suportar funções objectivo lineares, mas podem facilmente acomodar funções convexas, lineares por troços, que representam as curvas características de caudal turbinado vs. potência gerada. Em adição, estes algoritmos proporcionam códigos extremamente eficientes e robustos, que são comercializados e se encontram à disposição dos utilizadores. Contudo, estes métodos têm uma inconveniência que resulta do facto de, em muitos aproveitamentos hidroeléctricos, a potência gerada ser função não só do caudal turbinado mas também da altura de queda. Este facto, que implica a utilização de programação não linear em rede, foi abordado em [29-31].

Métodos baseados em redes neuronais e em algoritmos genéticos, surgiram mais recentemente na procura de melhores soluções em [32-36], onde os autores afirmam, com base nos resultados obtidos, que estes métodos se apresentam como prometedores na resolução do problema.

1.4 Organização do texto

O texto da tese está organizado em seis capítulos. O Capítulo 2 é destinado à formulação do problema e o Capítulo 3 é destinado à descrição dos casos apresentados. Os Capítulos 4 e 5 são destinados, respectivamente, aos métodos de resolução do problema e à análise comparativa de resultados com a respectiva ilustração. O Capítulo 6 conclui a tese. Apresenta-se a seguir uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é realizada a formulação do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Apresentam-se as principais características associadas a aproveitamentos de recursos energéticos. Refere-se o horizonte temporal escolhido. Enunciam-se algumas das dificuldades inerentes ao problema e respectivas soluções possíveis. Descrevem-se as variáveis, as equações e as restrições ou constrangimentos do problema. Aponta-se o objectivo a alcançar com este estudo.

No Capítulo 3 apontam-se e descrevem-se pormenorizadamente os sistemas hídricos a estudar sob o ponto de vista histórico e estrutural, nomeadamente, o problema com um reservatório e o problema com três reservatórios em cascata ilustrado pelo aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional.

No Capítulo 4 são apresentados os métodos de optimização aplicados para o suporte de decisões do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Para a resolução do problema, este estudo assenta em métodos de optimização baseados em programação dinâmica, programação linear em rede e programação não linear em rede.

No Capítulo 5 são testados os métodos de resolução, abordados no capítulo anterior, e aplicados ao problema com um reservatório e ao problema com três reservatórios em cascata ilustrado pelo aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional. Apresentam-se e comparam-se os resultados da simulação computacional, relativos à aplicação dos métodos de resolução do problema.

Finalmente, no Capítulo 6 enuncia-se uma síntese do estudo e apresentam-se as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida sobre o problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Apontam-se ainda algumas direcções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse relevante para a solução do problema.

1.5 Notação

As figuras e tabelas são apresentadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo. A identificação de expressões é apresentada entre parênteses curvos (), e a identificação de referências bibliográficas é apresentada entre parênteses rectos []. Apresenta-se a seguir uma lista abreviada de definições dos símbolos utilizados no decorrer do texto. Não constitui preocupação que esta lista fosse exaustiva no que respeita aos símbolos utilizados, já que os mesmos são definidos aquando da sua introdução ao longo do texto.

Índices:

- i – índice do reservatório
- k – índice do período

Variáveis e constantes:

- I – número total de centrais hidroeléctricas da cascata hídrica
- K – número total de horas do horizonte temporal considerado
- x_i^k – variável de estado para o reservatório i no período k
- u_i^k – variável de controlo ou de decisão para o reservatório i no período k
- l_i^k – nível de água no reservatório i , em relação ao mar, no período k
- \underline{l}_i – nível mínimo de água no reservatório i , em relação ao mar
- \bar{l}_i – nível máximo de água no reservatório i , em relação ao mar
- l_{mar} – nível de água no último reservatório que, pelo facto de ser considerado com nível de água constante, é dito, por abuso de linguagem, mar

h_i^k	–	altura de queda para a central i no período k , entre reservatórios consecutivos
v_i^k	–	volume de água no reservatório i no fim do período k
v_i^0	–	volume inicial de água no reservatório i
v_i^K	–	volume final de água no reservatório i
\underline{v}_i	–	volume mínimo de água no reservatório i
\bar{v}_i	–	volume máximo de água no reservatório i
t_i^k	–	caudal de água turbinado na central i no período k
\underline{t}_i	–	caudal mínimo de água turbinado na central i
\bar{t}_i	–	caudal máximo de água turbinado na central i
s_i^k	–	caudal de água entornado ou descarregado pelo reservatório i no período k
a_i^k	–	afluência natural ao reservatório i no período k
p_i^k	–	produção de energia eléctrica da central i no período k
\underline{p}_i	–	potência mínima da central i

- \bar{p}_i – potência máxima da central i
- α_m – número inteiro de estádios para a duração do trânsito do volume de água ligada à conversão de energia no reservatório m e que transitará para o reservatório i
- β_m – número inteiro de estádios para a duração do trânsito do volume de água descarregada que provém do reservatório m para o reservatório i
- λ^k – valor económico, custo unitário, no período k
- η_i^k – eficiência da central i no período k
- d_i – parâmetro resultante da linearização das curvas de eficiência vs. altura de queda, que representa o declive
- η_{i0} – parâmetro resultante da linearização das curvas de eficiência vs. altura de queda, que representa a ordenada na origem
- m_i – parâmetro resultante da linearização das curvas de cota vs. volume, que representa o declive
- l_{i0} – parâmetro resultante da linearização das curvas de cota vs. volume, que representa a ordenada na origem
- μ, σ – constantes utilizada na programação não linear em rede

Vectores e matrizes:

- x – vector das variáveis de estado
- u – vector das variáveis de controlo ou de decisão
- w – vector das afluências naturais aos reservatórios
- z – vector contendo as variáveis que correspondem aos fluxos dos arcos da rede
- A – matriz de incidência nodal
- b – vector das injeções de fluxo nos nós da rede
- \hat{A} , \hat{B} – matrizes que dependem da estrutura da cascata hídrica
- \underline{z} – vector dos limites mínimos associados às variáveis que correspondem aos fluxos dos arcos da rede
- \bar{z} – vector dos limites máximos associados às variáveis que correspondem aos fluxos dos arcos da rede
- f – vector dos coeficientes para o termo linear da função objectivo
- H – matriz hessiana, associada ao termo quadrático da função objectivo

Conjuntos:

- M_i – conjunto de índices dos reservatórios imediatamente a montante do reservatório i
- Ω – conjunto dos vectores admissíveis para o vector das variáveis de estado
- Ψ – conjunto dos vectores admissíveis para o vector das variáveis de controlo ou de decisão

CAPÍTULO

2

Formulação do Problema

Neste capítulo é realizada a formulação do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Apresentam-se as principais características associadas a aproveitamentos de recursos energéticos. Refere-se o horizonte temporal escolhido. Enunciam-se algumas das dificuldades inerentes ao problema e respectivas soluções possíveis. Descrevem-se as variáveis, as equações e as restrições ou constrangimentos do problema. Aponta-se o objectivo a alcançar com este estudo.

2.1 Aproveitamento de recursos energéticos

O aproveitamento otimizado dos recursos energéticos é estrategicamente necessário ao desenvolvimento e ao progresso económico. Para satisfazer a procura de energia eléctrica dispõe-se, tipicamente, de dois tipos de recursos:

- recursos baseados em centrais que visam a produção de energia eléctrica a partir da energia potencial da água dos rios que, em regime natural, se dissipa ao longo do leito – centrais hídricas;
- recursos baseados em centrais que utilizam fontes de energia primárias provenientes dos combustíveis de origem fóssil – centrais térmicas (ciclo combinado, turbinas a gás, fuelóleo).

Para além da produção de energia eléctrica, os aproveitamentos hidroeléctricos podem ter outras finalidades, nomeadamente:

- armazenamento de água para abastecimento doméstico;
- armazenamento de água para abastecimento industrial;
- armazenamento de água para rega;
- controlo de cheias;
- controlo de intrusão salina em estuários;
- navegação;
- lazer.

Para caracterizar um aproveitamento hidroeléctrico é necessário identificar:

- as características das centrais;
- a capacidade de armazenamento;
- a configuração hidráulica;

que determinam o aproveitamento hidroeléctrico de forma única.

A classificação, segundo as características das centrais e a capacidade de armazenamento [37] é a seguinte:

- central a fio de água – a capacidade de armazenamento deste tipo de central é pequena; aproveita a energia dos caudais fluviais em regime natural;
- central com albufeira – esta central armazena os caudais que ocorrem em regime natural para utilização em condições mais vantajosas, durante as pontas de consumo ou durante os períodos mais secos, alterando o regime natural de caudais afluentes ao aproveitamento; quanto maior for a capacidade da albufeira relativamente aos caudais afluentes, maior é a eficiência com que o aproveitamento produz energia, sendo, consequentemente, maior o valor da energia produzida;
- central com albufeira e capacidade de bombagem – esta central pode, por um lado, reenviar a água de reservatórios a jusante para montante durante os períodos de vazio e, por outro lado, turbinar a água e assim gerar energia eléctrica durante as pontas de consumo.

A classificação, segundo a configuração hidráulica, é a seguinte:

- cascata – quando o caudal de saída, turbinado e descarregado, de uma central hidroeléctrica constitui a afluência, para além da afluência natural resultante da pluviosidade, das centrais a jusante, isto é, quando temos reservatórios com afluências dependentes do reservatório a montante; as centrais estão interligadas tanto hidráulica como electricamente;
- independente – quando cada reservatório está separado hidraulicamente dos restantes, estando apenas interligados através da rede eléctrica.

A expansão para novos recursos produtivos, com o objectivo de aumentar a capacidade de produção a que se pode aceder por aproveitamento dos recursos hídricos com viabilidade de exploração, está limitada pelas condições naturais.

Na sua grande maioria, os melhores aproveitamentos hidroeléctricos em termos de potência instalada já se encontram realizados, sendo os restantes aproveitamentos pouco significativos. Este facto tem sido uma das causas que têm levado a que a cobertura do aumento da procura da energia eléctrica tenha vindo a ser feita pela construção de centrais térmicas [1].

As centrais térmicas têm, na maioria dos casos, algumas vantagens:

- podem ser instaladas estrategicamente em zonas mais bem localizadas em relação à posição dos centros de consumo;
- apresentam, dentro das suas capacidades, exceptuando as que têm restrições na quantidade de combustível disponível durante o horizonte de exploração, uma continuidade de serviço em produção que não necessita de ser condicionada como no caso das hídricas;
- podem produzir energia eléctrica quando os recursos hídricos não são suficientes ou quando se pretende armazenar energia nas albufeiras com capacidade de bombagem, tendo em vista uma perspectiva de utilização futura mais premente.

No entanto, as centrais térmicas têm, em oposição com as centrais hídricas, efeitos negativos:

- podem prejudicar acentuadamente o ambiente;
- estão sujeitas a constrangimentos temporais; necessitam de ser preparadas para entrar em produção com uma antecedência significativa (tempo de arranque), que depende do estado termodinâmico do conjunto formado pela caldeira e pela turbina; por outro lado, quanto maior for a duração da interrupção, maiores serão as perdas energéticas de calor nesse conjunto;
- têm custos de funcionamento (operação e arranque), devido ao custo do combustível.

A produção em centrais térmicas, para além da sua própria dinâmica, é condicionada pelas potências mínima e máxima que cada unidade consegue gerar, embora possa também ser restrita na energia que entrega, ao longo de um período predefinido, que pode resultar de limitações nas quantidades de combustível disponibilizadas. A produção em centrais hídricas é condicionada pelas potências mínima e máxima que cada unidade consegue gerar, pelo volume de água disponível e pela complexidade da dinâmica associada quer aos reservatórios, quer às cascatas [2].

Sob o ponto de vista energético, uma das directrizes da política energética nacional reside no aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente, através das energias renováveis e não poluentes e, em particular, no aproveitamento da água para a produção de electricidade, contribuindo assim para a contenção das emissões de CO₂ e, também, de SO₂, NO_x e cinzas (algumas destas contendo elementos radioactivos), o qual constitui uma das maiores vantagens ambientais dos recursos hídricos.

Para além disso, comparativamente aos térmicos, os recursos hídricos apresentam uma grande flexibilidade na sua operação, quando explorados convenientemente. Tipicamente, acondiciona-se a produção térmica de forma a satisfazer a base do diagrama de cargas (procura de energia ao longo da semana), sendo a produção hídrica utilizada para cobrir os picos de carga – metodologia “*peak-shaving*” [1].

Este estudo irá incidir sobre aproveitamentos hidroeléctricos, que visam a produção de energia eléctrica a partir dos recursos hídricos naturais, constituídos por múltiplas centrais a fio de água com configuração hidráulica em cascata, isto é, com reservatórios com afluências dependentes do reservatório a montante. Este tipo de aproveitamentos desempenha em Portugal uma função importante na produção de energia eléctrica, utilizando recursos próprios e renováveis.

2.2 Horizonte temporal

O problema de planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricos é um problema de optimização, do qual se deve abstrair a informação necessária para visionar neste um sistema em evolução ao longo de um conjunto de situações ordenadas. A cada uma destas situações em que se decompõe a evolução do sistema dá-se o nome de estágio ou período do sistema. A sequência de estádios por onde se assume que o sistema evolui, entre estádios consecutivos de forma discreta em resposta às decisões que actuam o sistema em cada um dos estádios, constitui o horizonte temporal do problema.

O problema consiste em determinar uma sequência estratégica de decisões admissíveis num número finito de estádios, isto é, um escalonamento temporal, para uma política de condução da exploração dos recursos hídricos por forma a se obter o melhor desempenho possível, neste caso, a maximização do valor da produção hidroeléctrica total, ao longo do horizonte temporal considerado.

O planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricos divide-se basicamente em duas grandes áreas:

- médio e longo prazo – abrange um horizonte de acções futuras compreendido entre um ou mais anos; as decisões são estudadas normalmente em estádios cuja duração é tipicamente de uma semana ou um mês; o planeamento centra-se na construção de novas centrais hidroeléctricas (se possível), na modernização de outras e na manutenção;
- curto prazo – abrange um horizonte de acções futuras compreendido entre um ou mais dias até uma semana; as decisões são estudadas normalmente em estádios cuja duração é tipicamente de uma hora; resoluções inferiores, meia hora, ou superiores, múltiplas horas, podem ser igualmente utilizadas.

O horizonte temporal escolhido depende de uma série de factores. Nesta tese, o planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricos enquadra-se na área do curto prazo, sendo que nestas condições podem-se considerar as grandezas como determinísticas, dada a segurança com que se podem efectuar previsões sobre grandezas de natureza fortemente estocástica, como por exemplo, as afluências hídricas aos reservatórios.

Este estudo assenta, então, no desenvolvimento de um modelo matemático de optimização, com horizonte temporal até uma semana e com resolução horária, existindo assim, no máximo, 168 períodos possíveis para a escolha da melhor configuração de exploração em cada período, isto é, para a escolha do volume de água nos reservatórios e o caudal de água turbinado e descarregado em cada período, tendo em conta as restrições físicas e operacionais dos recursos disponíveis, com o objectivo da maximização do valor obtido com a venda da energia eléctrica produzida.

2.3 Dificuldades e soluções

O problema torna-se complexo devido, principalmente:

- aos efeitos de propagação temporal;
- às incertezas;
- ao efeito que a variação da altura de queda tem na eficiência de operação;
- à configuração hidráulica.

Os efeitos de propagação temporal ocorrem uma vez que decisões tomadas num determinado período exercem influência nas decisões futuras.

Por um lado, se no período corrente forem utilizadas grandes quantidades de energia hidroeléctrica para satisfazer a carga e as afluências de água ao sistema forem reduzidas, pode ser necessário utilizar no futuro grandes quantidades de energia térmica ou eventualmente não se conseguir satisfazer a carga pedida [4]. Num aproveitamento hidroeléctrico a má exploração pode levar, em caso de utilização excessiva num determinado período, ao comprometimento da sua utilização no futuro. Por outro lado, se grandes quantidades de água forem retidas nos reservatórios e as afluências de água ao sistema forem consideráveis, pode ser inevitável a descarga de água com a consequência do desperdício de energia e, desse modo, com custos de operação acrescidos [4]. Consequentemente, deve realizar-se sempre uma utilização racional dos recursos hídricos.

As incertezas, por exemplo, na procura da energia eléctrica e nas afluências naturais, são factores que também complicam o problema.

Facilmente se compreende que a procura da energia eléctrica e a actividade humana seguem ritmos semelhantes [1].

Podem distinguir-se:

- tendências para ciclos de procura sazonais, relacionados essencialmente com consumos domésticos, dos quais se realça a climatização ambiente;
- tendências para ciclos semanais, com uma baixa de procura nos fins de semana ligada à diminuição da actividade humana nas suas componentes comercial e industrial;
- tendências para ciclos diários com um ritmo ditado pelas necessidades de energia eléctrica relacionadas directamente com a procura associada com a azáfama cíclica da sociedade durante o dia, tipicamente, com uma pausa durante a noite e um aumento de procura ao longo da manhã até à tarde.

As tendências apresentadas não podem ser quantificadas por suportes determinísticos pois a procura embora rítmica é aleatória. Em parte a procura depende das condições climáticas e basta isso para que se torne muito difícil prever com rigor o nível dos consumos, dado que é impossível determinar com rigor as condições climáticas para a semana seguinte ou até para o dia seguinte [1]. Contudo, esta dificuldade não é encarada neste estudo, uma vez que não se pretende sintonizar a produção com a procura e assegurar um fornecimento fiável das necessidades de energia eléctrica esperadas, já que o objectivo deste estudo assenta na maximização do valor da produção hidroeléctrica total.

Os aproveitamentos hidroeléctricos estão sujeitos a ciclos determinados pela existência ou não de precipitação, cujos valores provenientes das pluviometrias têm um período que é tipicamente anual com uma magnitude de disponibilidades bastante variável ao longo dos anos [1]. Nestes aproveitamentos há que ter em consideração que o elemento primário para a conversão de energia, a afluência hídrica, para além de ser abastecido de forma aleatória terá ainda que ser utilizado de imediato senão perder-se-á, excepto se houver capacidade para a sua retenção, capacidade essa que é limitada pelo volume máximo dos reservatórios. Um dos aspectos mais importantes consiste em prover um encaixe suficiente para as afluências, no sentido de ser possível recorrer à política mais adequada de utilização da água. O facto das disponibilidades de energia hidroeléctrica, sob a forma de água armazenada no sistema de reservatórios, serem limitadas, conduz a um problema em que é necessário considerar a sequencialidade das decisões ao longo do horizonte temporal considerado, isto é, um problema com carácter dinâmico. Como o problema é encarado a curto prazo, é possível efectuar com segurança previsões sobre as afluências hídricas aos reservatórios, passando estas a ser consideradas, neste estudo, como grandezas determinísticas e não como grandezas estocásticas.

Sob o ponto de vista energético existe também uma característica discernível típica dos recursos hídricos, derivada da capacidade potencial da afluência hídrica ter a sua valorização em termos energéticos dependente da diferença de potencial útil do campo de gravidade e não só em massa como no caso de outras centrais, visto que, um mesmo volume significa potencialidades de produção diferentes consoante a altura de queda que caracteriza o recurso [1].

Cada unidade hídrica é caracterizada por uma relação de três variáveis: potência, caudal e altura de queda. Essa relação é uma relação não linear e não convexa. Uma dificuldade acrescida resulta da dependência não linear da altura de queda em relação ao caudal turbinado, sendo que quanto maior for o caudal turbinado menor será a altura de queda devido à elevação da cota de jusante e diminuição da cota de montante. Este efeito pode conduzir a uma perda da potência entregue pelas unidades, visto que, pode originar um decréscimo na altura de queda.

O problema de optimização associado à gestão destes recursos complica-se, também, com a configuração hidráulica, devido ao facto da sua dimensão se tornar excessiva quando se trata de gerir conjuntamente múltiplos reservatórios. O facto dos aproveitamentos hidroeléctricos se encontrarem em cascata e não independentes, implica que as decisões tomadas num reservatório irão repercutir-se nos reservatórios a montante e a jusante, uma vez que para além da interligação eléctrica existe também a interligação hidráulica.

A dimensão do problema, que é determinada pelo número de variáveis e de restrições, é proporcional ao horizonte temporal escolhido, enquanto que o tempo de resposta é função da técnica de resolução adoptada. Como tal, é desejável a escolha de uma técnica de resolução adequada para que o tempo de resposta não seja excessivo.

Num mercado eléctrico competitivo a dificuldade é incrementada devido a que, neste caso, o valor da energia é inerentemente incerto e de difícil previsão. Adicionalmente, podem existir constrangimentos contratuais e considerações de fiabilidade. Estas situações não são, contudo, abordadas neste estudo.

Tem-se, assim, que:

- o elevado número de restrições físicas e operacionais;
- a multiplicidade de períodos de decisão – optimização multiperiodica;
- a existência de reservatórios em cascata;

caracterizam o problema como sendo de grande escala e de difícil resolução.

A complexidade associada ao problema impõe a sua simplificação, retendo dele apenas os aspectos considerados mais relevantes. Para a solução do problema estruturam-se os elementos relevantes, enunciam-se os objectivos tendo em conta as limitações que se enfrentam, determina-se o valor das alternativas possíveis através de critérios julgados convenientes e, só então, se escolhe a melhor alternativa, aquela que conduz a uma solução óptima.

Os factores essenciais que se devem ter em consideração são:

- as variáveis do problema, que são instrumentos sumariando a escolha de uma afectação particular dos recursos;
- as equações do sistema, que descrevem o comportamento dinâmico do processo em consideração ao longo do horizonte temporal;
- as restrições ou constrangimentos nas operações do sistema, que caracterizam a escassez, limites mínimos e máximos, bem como outras possíveis circunstâncias limitativas das variáveis do sistema ou impostas;
- a função objectivo ou critério de performance, que avalia a estratégia particular de decisão, isto é, o nível de desempenho atingido com a sequência das decisões tomadas.

2.4 Variáveis e equações

Um aproveitamento hidroeléctrico tem de ser descrito, formalmente, de modo a ter uma caracterização própria em cada um dos estádios do horizonte temporal. Esta caracterização traduz o estado em que se encontra o recurso e é gerada com base no conhecimento de uma situação de estado, dita inicial, e no conjunto das actuações, sobre o recurso, exercidas desde essa situação de exploração até ao estádio imediatamente anterior àquele onde se pretende conhecer o estado do recurso em consideração.

O comportamento dinâmico do sistema é introduzido formalmente no modelo abstraindo das manifestações relevantes do sistema as equações ditas de estado. Este sistema de equações descreve, num estádio k genérico, a transferência de estado resultante da actuação da decisão no sistema.

As equações do sistema são relações entre dois tipos de variáveis:

- as variáveis de estado, x_i^k , são as variáveis que descrevem completamente o sistema, isto é, se os seus valores são conhecidos para todos os estádios, assim como as entradas do sistema, então o comportamento do sistema pode ser determinado;
- as variáveis de controlo ou de decisão, u_i^k , são aquelas variáveis no processo que podem ser escolhidas directamente; estas variáveis influenciam o processo afectando as variáveis de estado de uma forma predeterminada;

em que $i \in \{ 1, 2, \dots, I \}$ e $k \in \{ 1, 2, \dots, K \}$, sendo I o número total de centrais hidroeléctricas e K o número total de horas do horizonte temporal considerado.

Para formular o problema matematicamente, considere a figura seguinte, Fig. 2.1, que representa um aproveitamento hidroeléctrico hipotético em cascata com dois reservatórios e admita que existem centrais hidroeléctricas entre reservatórios consecutivos, considerando que o mar é o reservatório fim de cascata.

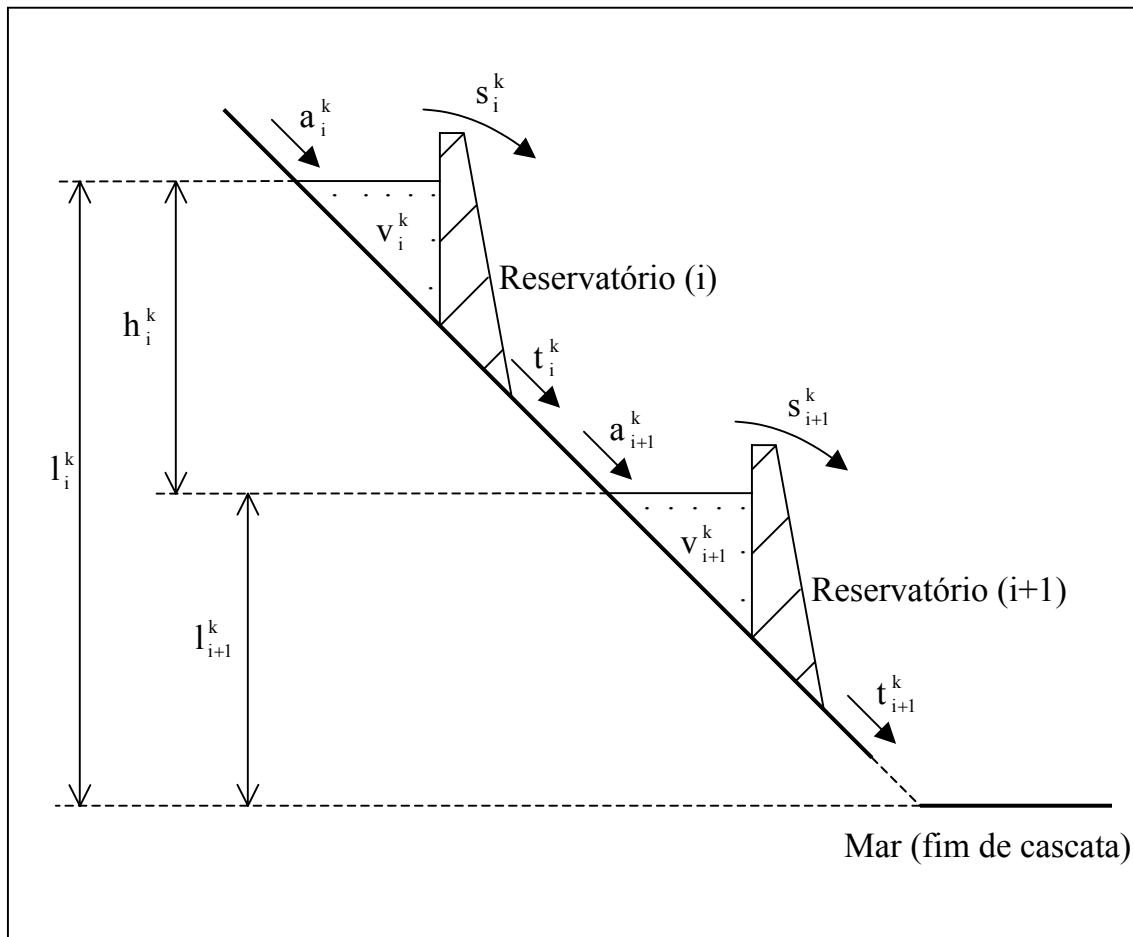


Fig. 2.1 Ilustração de um sistema de reservatórios em cascata.

A ilustração anterior apresenta a nomenclatura usada, neste estudo, para a formulação do problema.

A enumeração dos índices começa no reservatório na cabeça da cascata e termina no reservatório fim de cascata. O último reservatório é, pelo facto de ser considerado com nível de água constante (l_{mar}) dito, por abuso de linguagem, mar. O índice de período será indicado nas variáveis e constantes pela letra k em posição superior.

O aproveitamento hidroeléctrico é, então, descrito pelas seguintes variáveis:

- l_i^k – nível ou cota de água no reservatório i no período k ;
- h_i^k – altura de queda para a central i no período k , entre reservatórios consecutivos;
- v_i^k – volume de água no reservatório i no fim do período k ;
- t_i^k – caudal de água enviado à turbina da central i no período k , dito caudal de água turbinado;
- s_i^k – caudal de água descarregado pelo reservatório i no período k , que pelo facto de não ser turbinado é dito caudal de água entornado;
- a_i^k – afluência natural ao reservatório i no período k , por exemplo, chuvas;
- p_i^k – quantidade de energia disponibilizada ou produzida pela central i ; caso o período seja de uma hora é a potência nesse período.

Para caracterizar o conceito de estado nestes aproveitamentos deve explicitar-se, em cada estágio, não só o valor das afluências armazenadas nos reservatórios existentes nos aproveitamentos, que correspondem a uma capacidade potencial de produção no estágio considerado, mas também o valor das afluências ainda em trânsito entre as unidades da cascata, no caso da duração destes trânsitos ser significativa relativamente ao intervalo de tempo estabelecido para um estágio.

Estas afluições em trânsito, que provêm das centrais imediatamente a montante do reservatório considerado, correspondem a uma capacidade de produção potencial e , como tal, são afluições a caminho do reservatório, portanto ainda não disponíveis neste no estádio considerado.

Caso os tempos de duração dos trânsitos entre um reservatório e os reservatórios imediatamente a montante sejam significativos relativamente ao valor convencionalizado para a duração de um estádio, devem ser convertidos em números inteiros de estádios.

Sejam então: α_m e β_m os números inteiros que resultam, respectivamente, do tempo de duração para o trânsito do volume de água ligada à conversão de energia no reservatório m e que transitará para a reservatório i e do tempo de duração do trânsito do volume de água descarregada que provém do reservatório m para a reservatório i .

O volume de água contido num determinado reservatório depende quer das afluições naturais a esse reservatório, quer do volume de água utilizado na conversão energética ou de descarga pelo reservatório em consideração e nos que existam imediatamente a montante. Assim, as afluições são interdependentes por força da natureza física de cada cascata e, como consequência, os volumes de água contidos nos reservatórios são igualmente interdependentes. Uma vez tomadas quaisquer decisões envolvendo um determinado reservatório, estas vão influenciar, naquele período ou nos seguintes, as decisões posteriores quer neste mesmo reservatório quer em outros a jusante deste.

As equações que descrevem uma cascata de aproveitamentos hidroeléctricos são as equações provenientes do balanço dos fluxos de água em cada reservatório, que representam a conservação da água.

A equação da dinâmica dum reservatório, proveniente do balanço dos fluxos de água no reservatório, é do seguinte tipo:

$$v_i^k = v_i^{k-1} + a_i^k + \sum_{m \in M_i} (t_m^{k-\alpha_m} + s_m^{k-\beta_m}) - t_i^k - s_i^k \quad (1)$$

sendo:

- v_i^k – volume de água no reservatório i no fim do período k ;
- a_i^k – afluência natural ao reservatório i no período k ;
- M_i – conjunto de índices dos reservatórios imediatamente a montante do reservatório i ;
- t_i^k – caudal de água turbinado na central i no período k ;
- s_i^k – caudal de água entornado ou descarregado pelo reservatório i no período k .

Neste estudo, considera-se que a duração dos trânsitos entre as unidades da cascata é inferior relativamente ao intervalo de tempo de um estágio ($\alpha_m = \beta_m = 0$), para além de que, nos casos apresentados, só existe um reservatório $i-1$ a montante dum reservatório i .

Assim, a equação (1) simplifica-se para:

$$v_i^k = v_i^{k-1} + a_i^k + t_{i-1}^k + s_{i-1}^k - t_i^k - s_i^k \quad (2)$$

Assume-se, também, que não existe qualquer restrição dinâmica associada às unidades hídricas, como resultado da flexibilidade de operação das unidades hídricas.

2.5 Restrições ou constrangimentos

Um aproveitamento hidroelétrico está sujeito a limitações de exploração e de operação condicionantes, designadas por restrições ou constrangimentos.

A necessidade de representar as restrições impostas pelo sistema hídrico, envolve dois vectores, de estado e de controlo ou de decisão, respectivamente representados por:

- x – vector das variáveis de estado; engloba o conjunto de variáveis relevantes para descrever completamente o sistema em cada estádio;
- u – vector das variáveis de controlo ou de decisão; constitui a entrada sobre o sistema, caracterizando as variáveis exógenas que exercem influência sob o ponto de vista dinâmico.

A totalidade das restrições define o domínio das decisões admissíveis para o problema.

As circunstâncias limitativas das variáveis são caracterizadas pelos conjuntos:

- conjunto dos vectores admissíveis para o vector das variáveis de estado, Ω ;
- conjunto dos vectores admissíveis para o vector das variáveis de controlo ou de decisão, Ψ .

As restrições podem ser classificadas em dois tipos diferenciados como se segue:

- restrições operacionais, referentes à operação de cada central ou reservatório; os valores possíveis quer para as componentes de x quer para as componentes de u , estão limitados superior e inferiormente;
- restrições globais referentes ao sistema:
 - restrições que representam a dinâmica de cada reservatório por si só e do conjunto de reservatórios do sistema em cascata; estas restrições podem ser representadas por equações de estado do tipo:

$$x_i^k = f(x_i^{k-1}, u_i^k) \quad (3)$$

em número igual ao número de reservatórios;

- restrições nos controlos; estas restrições relacionam os componentes do vector de controlo em cada período.

Em cada reservatório, o nível de água tem que ser compreendido entre um nível mínimo e um nível máximo para o armazenamento de água. Consequentemente, o mesmo ocorre para o volume de água no reservatório. Em cada central o caudal de água turbinado e a potência produzida, que têm que ser compreendidos entre os valores mínimo e máximo admissíveis. Considera-se que o caudal de água descarregado ou entornado pelo reservatório é normalmente nulo, excepto no caso de se poder vir a ultrapassar o nível máximo do reservatório ou de existir vantagem em transitar água para o reservatório a jusante. As restrições operacionais para um aproveitamento hidroeléctrico são, então, do seguinte tipo:

- $\underline{l}_i \leq l_i^k \leq \bar{l}_i$
- $\underline{v}_i \leq v_i^k \leq \bar{v}_i$
- $\underline{t}_i \leq t_i^k \leq \bar{t}_i$
- $\underline{p}_i \leq p_i^k \leq \bar{p}_i$
- $s_i^k \geq 0$

Os volumes iniciais de água nos reservatórios, v_i^0 , assim como as afluências aos reservatórios, a_i^k , são valores conhecidos. Os volumes finais de água nos reservatórios, v_i^K , são valores escolhidos, atendendo à utilização futura de água, após o horizonte temporal considerado, que cada reservatório terá.

As equações do tipo (2) representam as restrições da dinâmica de cada reservatório por si só e do conjunto de reservatórios do sistema em cascata.

O vector das variáveis de estado no final do estágio considerado é uma função linear do vector das variáveis de estado no final do estágio anterior, do vector das variáveis de controlo ou decisão e do vector das afluências naturais aos reservatórios durante o estágio considerado. Generalizando, infere-se por esta abordagem um modelo de estado linear para uma cascata de aproveitamentos hidroeléctricos.

Este modelo pode portanto ser representado genericamente por uma expressão matricial:

$$\hat{A} x + \hat{B} u = w \quad (4)$$

sendo:

- x – vector das variáveis de estado, cujos valores das componentes são os volumes de água nos reservatórios;
- u – vector das variáveis de controlo ou de decisão, cujos valores das componentes são os volumes de água utilizados na conversão de energia e os volumes de água descarregados pelos reservatórios;
- \hat{A}, \hat{B} – matrizes que dependem da estrutura da cascata hídrica;
- w – vector das afluências naturais aos reservatórios.

Assumindo que a altura de queda é constante, as equações do balanço dos fluxos de água podem ser escritas em termos de potência eléctrica, uma vez que os períodos têm duração regular e as equações na potência obtêm-se das equações na energia por divisão pela duração temporal do período.

Assim é possível substituir nas equações de estado os termos a que correspondem grandezas hídricas por termos a que correspondem grandezas eléctricas. Às variáveis de controlo e de estado podem corresponder potência associada à energia gerada e armazenada. O conceito de afluência tem assim uma nova interpretação em termos de potência: potência eléctrica associada à energia de origem hídrica relacionada com a água afluente, de origem diferente das descargas a montante, a um determinado reservatório durante um período.

2.6 Função objectivo

Uma empresa produtora de energia eléctrica deve ter a preocupação de gerir com racionalidade os recursos energéticos de que dispõe.

Por ser necessário avaliar a qualidade ou o desempenho de cada uma das decisões ou estratégias admissíveis e realizar uma comparação do mérito das diversas políticas possíveis para a exploração dos recursos hídricos, é necessário definir uma medida global de desempenho que caracterize as actuações tomadas ao longo do horizonte temporal, isto é, uma figura de mérito, designada na linguagem usual da programação matemática por função objectivo [1].

A função objectivo é responsável por fazer corresponder a cada decisão um número real, permitindo desta forma comparar diferentes decisões. A fórmula adoptada para esta função depende, obviamente, dos parâmetros que determinam os factores de origem económica presentes e dos objectivos a atingir [1].

O critério que determina a função objectivo pode ser interpretado como um custo, caso a questão seja a determinação do ínfimo (minimização), ou um lucro, caso a questão seja a determinação do supremo (maximização). Neste estudo, a conversão da forma de energia potencial hídrica para a forma de energia eléctrica é realizada optimizando o lucro obtido com a venda da energia. Assim, uma empresa atinge as melhores condições para ser viável e competitiva no mercado de energia eléctrica. A função objectivo considerada é o valor obtido com a venda da produção de energia hidroeléctrica, durante o horizonte temporal considerado.

Para ter excelência, o planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos deve ser determinado de forma óptima pelo valor económico da energia eléctrica em cada período, tendo como objectivo primário a maximização do valor da produção hidroeléctrica total, condicionado aos dados existentes (afluência aos reservatórios, valor da energia, volumes inicial e final dos reservatórios), observando todas as restrições do problema e determinando o perfil de exploração que permite atingir esse objectivo.

Deve concentrar-se a utilização dos grupos produtores nos períodos diários com tarifas mais elevadas, gerir e ajustar a solução de compromisso entre diversos parâmetros, tais como, os dados reais, os valores previstos e a capacidade de turbinagem disponível. A uma sequência de decisões sobre o sistema que optimize a função objectivo e satisfaça as restrições impostas pelo problema dá-se o nome de política de decisão óptima.

O valor óptimo da função objectivo é determinado pela maximização da soma dos lucros obtidos com a exploração de cada central hidroeléctrica i em cada período k . Assim, o planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos é formulado pelo seguinte problema de programação matemática:

$$\text{Max} \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K \lambda^k p_i^k (t_i^k, h_i^k) \quad (5)$$

$$\text{sujeito a: } v_i^k = v_i^{k-1} + a_i^k + t_{i-1}^k + s_{i-1}^k - t_i^k - s_i^k$$

$$\underline{v}_i \leq v_i^k \leq \bar{v}_i$$

$$\underline{t}_i \leq t_i^k \leq \bar{t}_i$$

$$\underline{p}_i \leq p_i^k \leq \bar{p}_i$$

$$s_i^k \geq 0$$

Nesta formulação, os símbolos têm o seguinte significado:

- I – número total de centrais hidroeléctricas da cascata hídrica;
- K – número total de horas do horizonte temporal considerado;
- λ^k – valor económico da energia eléctrica, custo unitário, no período k ; o planeamento hídrico é avaliado pelo valor da energia térmica que substitui; assim, λ^k é dado pelo custo da produção da mesma quantidade de energia se esta fosse gerada numa central térmica na hora k , representando o custo marginal da energia térmica;
- p_i^k – produção de energia eléctrica da central i no período k ;
- t_i^k – caudal de água turbinado na central i no período k ;
- h_i^k – altura de queda para a central i no período k , entre reservatórios consecutivos;

- v_i^k – volume de água no reservatório i no fim do período k ;
- a_i^k – afluência natural ao reservatório i no período k ;
- s_i^k – caudal de água entornado pelo reservatório i no período k ;
- \underline{v}_i – volume mínimo de água no reservatório i ;
- \bar{v}_i – volume máximo de água no reservatório i ;
- \underline{t}_i – caudal mínimo de água turbinado na central i ;
- \bar{t}_i – caudal máximo de água turbinado na central i ;
- \underline{p}_i – potência mínima da central i ;
- \bar{p}_i – potência máxima da central i ;

Os volumes iniciais de água nos reservatórios, v_i^0 , assim como as afluências aos reservatórios, a_i^k , são valores conhecidos. Os volumes finais de água nos reservatórios, v_i^K , são valores escolhidos, atendendo à utilização futura de água, após o horizonte temporal considerado, que cada reservatório terá.

CAPÍTULO

3

Descrição dos Casos Apresentados

Neste capítulo apontam-se e descrevem-se pormenorizadamente os sistemas hídricos a estudar sob o ponto de vista histórico e estrutural, nomeadamente, o problema com um reservatório e o problema com três reservatórios em cascata ilustrado pelo aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional.

3.1 Introdução

Neste capítulo apontam-se e descrevem-se pormenorizadamente os sistemas hídricos a estudar sob o ponto de vista histórico e estrutural.

Este estudo irá incidir, inicialmente, sobre um sistema hídrico constituído por um reservatório, mas que não corresponde a nenhum caso existente, para posteriormente incidir sobre um sistema hídrico existente, nomeadamente, sobre o aproveitamento hidroeléctrico em cascata do Douro Internacional com três reservatórios.

Há cerca de 40 anos, no início da década de 1960, na altura em que já se encontrava em desenvolvimento o aproveitamento do troço internacional do rio Douro atribuído a Portugal, a Hidro-Eléctrica do Douro ultimava o “Plano Geral de Aproveitamentos Hidráulicos do Rio Douro e seus Afluentes” [38].

Este estudo contemplava, para além dos 5 aproveitamentos a instalar no troço nacional do rio (Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma) para o aproveitamento do seu enorme potencial energético, cerca de 2 dezenas de aproveitamentos a instalar nos seus 5 principais afluentes (Côa, Sabor, Tua, Paiva e Tâmega), os quais visavam, para além do seu aproveitamento energético, contribuir para mitigar os prejuízos provocados pelas situações hidrologicamente extremas, nomeadamente, para o amortecimento dos caudais de ponta de cheia e para a garantia dos abastecimentos de água para uso urbano e rega, a partir da regularização que os aproveitamentos dotados de albufeiras de suficiente capacidade de armazenamento iriam induzir no futuro [38].

Em 1965 e no que respeita ao aproveitamento hidroeléctrico do troço internacional atribuído a Portugal do rio Douro, a situação caracterizava-se da forma apresentada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional.

<i>Escalão</i>	<i>Data de entrada em serviço</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potência Máxima (MW)</i>
<i>Picote</i>	1958	Fio de água	191
<i>Miranda</i>	1960	Fio de água	174
<i>Bemposta</i>	1964	Fio de água	240

A partir de 1965 as atenções voltaram-se para o aproveitamento do importante potencial hidroeléctrico disponível no leito nacional do rio Douro, o qual, adicionalmente, vinha beneficiando da regularização que os espanhóis já haviam introduzido e continuavam a implementar na sua parte da bacia [38].

Assim, a partir daquela data, o aproveitamento do troço nacional do Rio Douro processou-se da forma apresentada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Aproveitamento hidroeléctrico do Douro Nacional.

<i>Escalão</i>	<i>Data de entrada em serviço</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potência Máxima (MW)</i>
<i>Carrapatelo</i>	1971	Fio de água	201
<i>Régua</i>	1973	Fio de água	180
<i>Valeira</i>	1976	Fio de água	240
<i>Pocinho</i>	1983	Fio de água	186
<i>Crestuma</i>	1985	Fio de água	117

A ilustração do sistema hídrico Douro é apresentada na Fig. 3.1.

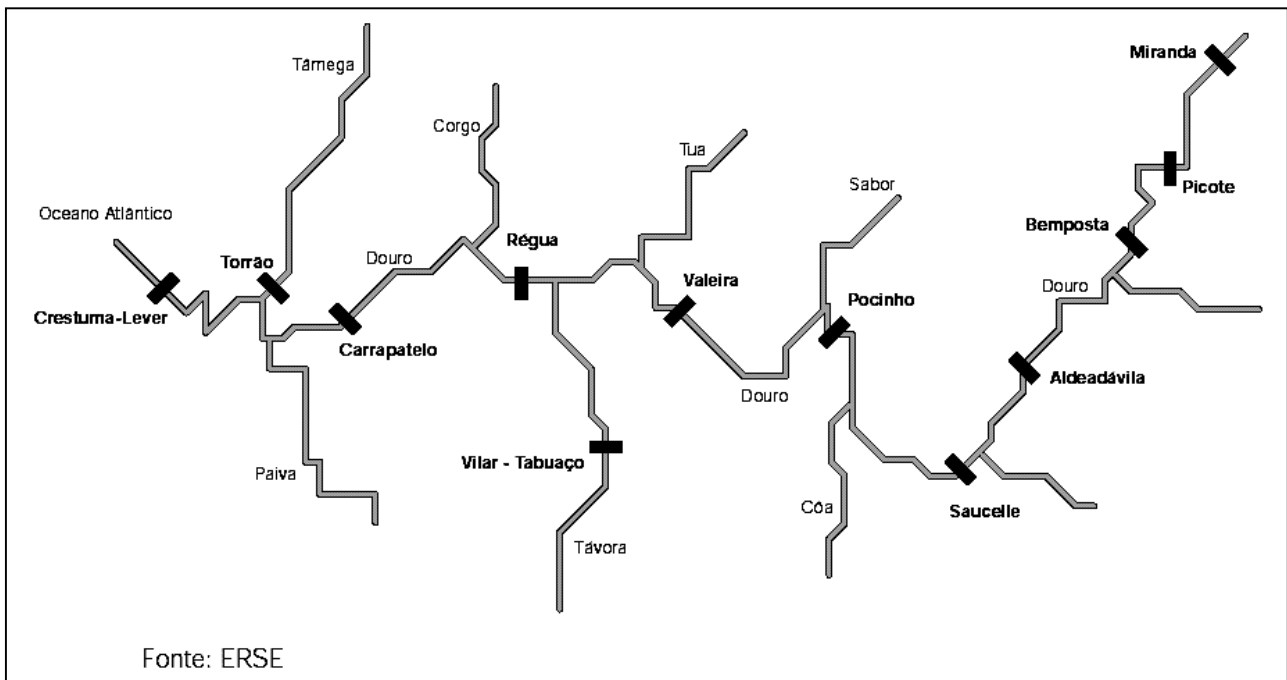


Fig. 3.1 Ilustração do sistema hídrico Douro (extraída de [39]).

Neste estudo, pretendeu-se que o planeamento operacional de curto prazo incidisse sobre um sistema hídrico existente, tendo para tal sido escolhido o troço Internacional do rio Douro. As características associadas a este sistema hídrico foram obtidas do PRODIS.

Assim, vai ser estudado o aproveitamento hidroelétrico em cascata do Douro Internacional, com três reservatórios que são explorados a fio de água:

- Miranda;
- Picote;
- Bemposta.

A análise detalhada do comportamento dos sistemas hídricos é de extrema importância para que os métodos de otimização assentem em dados reais, originando decisões adequadas.

As variáveis e parâmetros de entrada dos algoritmos estão associadas com as seguintes características do sistema:

- caudais turbinados;
- potências produzidas pelas centrais;
- eficiências das centrais;
- níveis de água dos reservatórios;
- alturas de queda dos reservatórios;
- volumes de água nos reservatórios.

3.2 Problema com um reservatório

Inicialmente considera-se o problema aplicado a um sistema hídrico constituído por um reservatório. Considera-se que a central hidroeléctrica tem três turbinas que funcionam independentemente, ou seja, pode funcionar com uma, duas ou três unidades. A ilustração deste sistema hídrico com um reservatório é apresentada na Fig. 3.2.

O reservatório tem capacidade de armazenamento, v_1^k , limitada superiormente e inferiormente. O volume inicial de água no reservatório, v_1^0 , é conhecido e o volume final de água no reservatório, v_1^K , é escolhido. O valor para o caudal de água turbinado na central, t_1^k , é limitado superiormente e inferiormente. Foi considerada a possibilidade de descarga de água, s_1^k , pelo reservatório.

A equação de estado é constituída pela equação do balanço do fluxo de água.

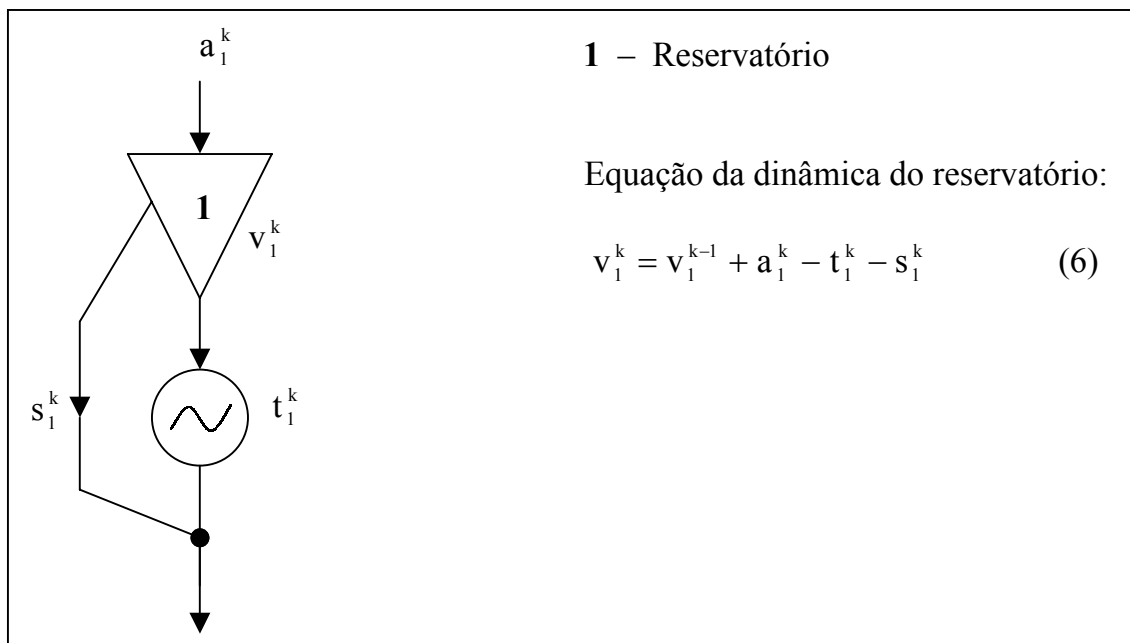


Fig. 3.2 Ilustração do sistema hídrico com um reservatório.

Recorrendo à formulação do problema apresentada no capítulo 2, expressão (4), aos componentes do vector das variáveis de controlo, u , correspondem os volumes de água utilizados na conversão de energia e os volumes de água descarregados. Aos componentes do vector das variáveis de estado, x , correspondem os volumes de água no reservatório. Aos componentes do vector w correspondem afluências naturais para o reservatório.

Os limites, mínimo e máximo, considerados para os grupos geradores da central são,

- em termos de caudal de água turbinado:
 - $\underline{t}_1 = 0 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ e $\bar{t}_1 = 750 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$;
- em termos de potência produzida:
 - $\underline{p}_1 = 0 \text{ MW}$ e $\bar{p}_1 = 126 \text{ MW}$.

A eficiência da central obtém-se através do quociente entre a potência gerada e o caudal de água turbinado, no último ponto de todas as curvas caudal vs. potência (sendo cada curva caracterizada por um determinado valor de altura de queda), isto é, entre a potência máxima (\bar{p}_i) e o respectivo caudal máximo (\bar{t}_i) para cada valor de altura de queda (h_i).

Os valores para a eficiência da central, mínimo e máximo, são dados por:

- $\underline{\eta}_1 = 0.13 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$ e $\bar{\eta}_1 = 0.24 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$.

Os níveis de água no reservatório, mínimo e máximo, são dados por:

- $\underline{l}_1 = 71 \text{ m}$ e $\bar{l}_1 = 74 \text{ m}$.

Os valores da altura de queda, mínimo e máximo, são dados por:

- $\underline{h}_1 = 16 \text{ m}$ e $\bar{h}_1 = 27 \text{ m}$.

Os valores considerados para o volume de água no reservatório, mínimo e máximo, são dados por:

- $\underline{v}_1 = 0 \text{ hm}^3$ e $\bar{v}_1 = 20 \text{ hm}^3$.

3.3 Problema com três reservatórios em cascata

O problema de planeamento operacional de um sistema hidroeléctrico com três reservatórios em cascata é ilustrado pelo aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional, que é constituído por: Miranda, que recebe a afluência vinda de Espanha, Picote, a jusante do anterior e, no final da cascata, Bemposta. Os dados obtidos do PRODIS são anteriores à entrada em funcionamento, em 1995, de um quarto grupo gerador em Miranda com 189 MW de potência instalada. Assim, considera-se que cada um dos reservatórios tem três turbinas que funcionam independentemente, ou seja, cada um dos reservatórios pode funcionar com uma, duas ou três unidades. A interligação destes três reservatórios está ilustrada na Fig. 3.3.

No aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional, considera-se que apenas Miranda tem afluências externas, sendo que Picote e Bemposta recebem apenas a água vinda do reservatório a montante. Por afluência externa entende-se quantidade de água afluente a um determinado reservatório, de origem diferente das descargas a montante, durante um período.

Cada uma das unidades hídricas tem associadas capacidades de armazenamento para os reservatórios, v_i^k com $i \in \{1,2,3\}$, limitadas superiormente e inferiormente. Os volumes iniciais de água nos reservatórios, v_i^0 , são conhecidos e os volumes finais de água nos reservatórios, v_i^K , são escolhidos. Os valores para os caudais de água turbinados, t_i^k , são limitados superiormente e inferiormente em cada reservatório. Os limites máximos para os volumes de água e para os caudais de água turbinados são distintos em cada reservatório. Foi considerada a possibilidade de descarga de água, s_i^k , em cada reservatório. As equações de estado são constituídas pelas equações dos balanços dos fluxos de água.

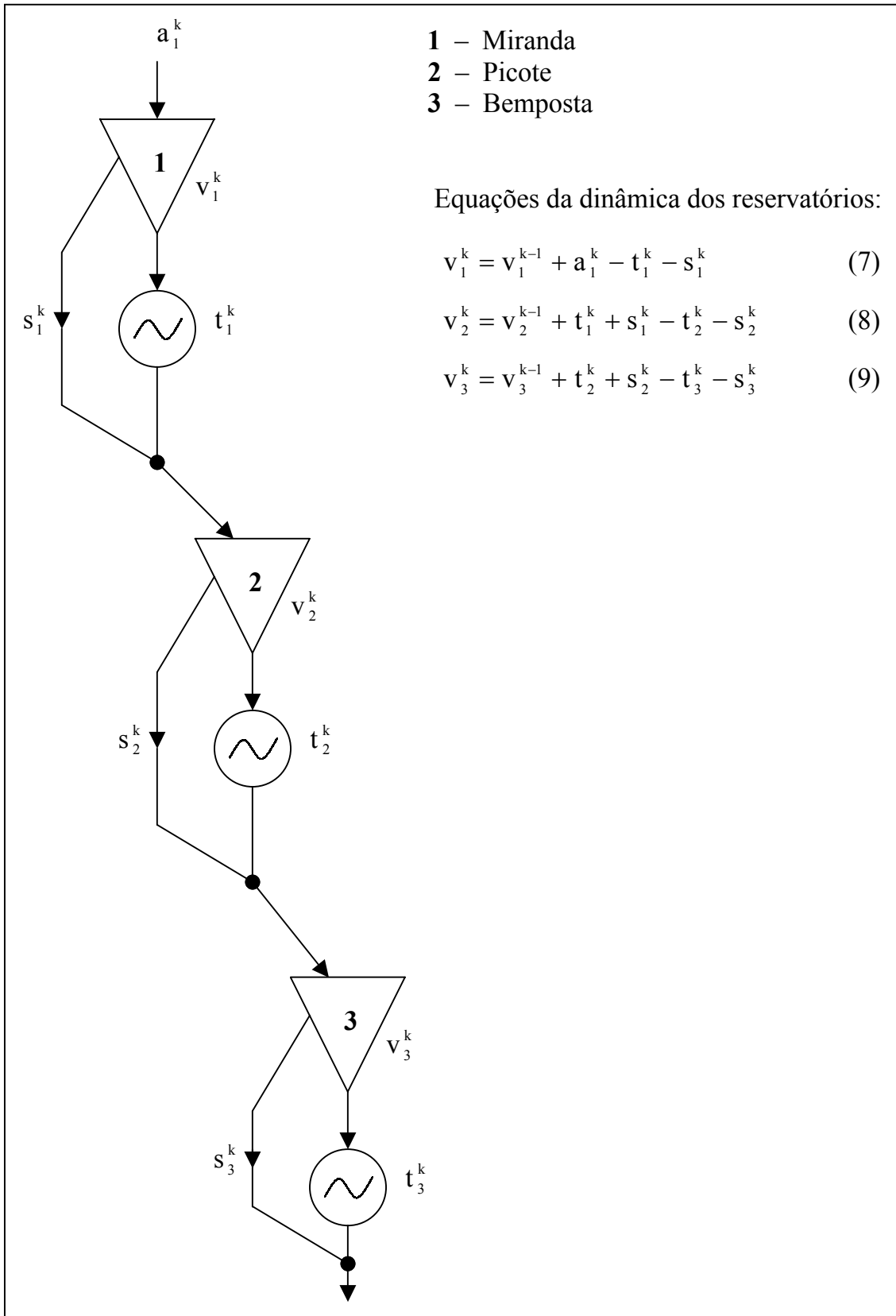


Fig. 3.3 Ilustração da interligação dos reservatórios no Douro Internacional.

Por unidade 1, unidade 2 e unidade 3 representam-se, respectivamente, as unidades hídricas associadas aos reservatórios Miranda, Picote e Bemposta. Recorrendo à formulação do problema apresentada no capítulo 2, expressão (4), aos componentes do vector das variáveis de controlo, u , correspondem os volumes de água utilizados na conversão de energia e os volumes de água descarregados. Aos componentes do vector das variáveis de estado, x , correspondem os volumes de água nos reservatórios. Aos componentes do vector w correspondem afluências naturais para o reservatório Miranda.

Os limites, mínimo e máximo, de cada um dos grupos geradores do Douro Internacional são,

- em termos de caudal de água turbinado:
 - Miranda – $\underline{t}_1 = 0 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ e $\bar{t}_1 = 390 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$;
 - Picote – $\underline{t}_2 = 0 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ e $\bar{t}_2 = 330 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$;
 - Bemposta – $\underline{t}_3 = 0 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ e $\bar{t}_3 = 420 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$;
- em termos de potência produzida:
 - Miranda – $\underline{p}_1 = 0 \text{ MW}$ e $\bar{p}_1 = 174 \text{ MW}$;
 - Picote – $\underline{p}_2 = 0 \text{ MW}$ e $\bar{p}_2 = 191 \text{ MW}$;
 - Bemposta – $\underline{p}_3 = 0 \text{ MW}$ e $\bar{p}_3 = 240 \text{ MW}$.

As eficiências das centrais obtêm-se através do quociente entre a potência máxima (\bar{p}_i) e o respectivo caudal máximo (\bar{t}_i) para cada valor de altura de queda (h_i).

Os valores para a eficiência de cada central, mínimo e máximo, são dados por:

- Miranda – $\underline{\eta}_1 = 0.42 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$ e $\bar{\eta}_1 = 0.52 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$;
- Picote – $\underline{\eta}_2 = 0.51 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$ e $\bar{\eta}_2 = 0.58 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$;
- Bemposta – $\underline{\eta}_3 = 0.52 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$ e $\bar{\eta}_3 = 0.59 \text{ MW m}^{-3} \text{ s}$.

Os níveis de água nos reservatórios, mínimo e máximo, são dados por:

- Miranda – $\underline{l}_1 = 518 \text{ m}$ e $\bar{l}_1 = 528 \text{ m}$;
- Picote – $\underline{l}_2 = 465 \text{ m}$ e $\bar{l}_2 = 471 \text{ m}$;
- Bemposta – $\underline{l}_3 = 395 \text{ m}$ e $\bar{l}_3 = 402 \text{ m}$;
- Fim da cascata – $l_4^k = 334 \text{ m}$ (nível de água constante).

Os valores de altura de queda possíveis para cada reservatório, em função dos níveis de água mínimo e máximo, são dados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Altura de queda em função dos níveis de água para as centrais do Douro Internacional.

	<i>1º no mínimo 2º no máximo</i>	<i>2 reservatórios no mínimo</i>	<i>2 reservatórios no máximo</i>	<i>1º no máximo 2º no mínimo</i>
<i>Miranda–Picote</i>	47	53	57	63
<i>Picote–Bemposta</i>	63	70	69	76
<i>Bemposta–Fim</i>	–	61	68	–

Contudo, na prática, os valores de altura de queda admissíveis encontram-se dentro dos seguintes intervalos, para cada reservatório:

- Miranda – $\{51, 62\} \text{ m}$;
- Picote – $\{62, 69\} \text{ m}$;
- Bemposta – $\{54, 68\} \text{ m}$.

Conclui-se assim que:

- os reservatórios Miranda e Picote estão ligados, ou seja, a água que sai de Miranda entra directamente em Picote [40], visto que os valores de altura de queda admissíveis na prática estão dentro do intervalo de valores de altura de queda possíveis;
- para o reservatório Picote não é possível obter uma altura de queda inferior a 63 m por razões de construção do reservatório dados os níveis de água mínimo e máximo;
- o reservatório Bemposta é independente dos outros dois em termos de altura de queda [40]; como a variação do nível de água é de apenas 7 m, na realidade este reservatório só pode funcionar com valores entre 61 e 68 m de altura de queda.

Deste modo, os valores da altura de queda, mínimo e máximo, na realidade verificados para cada reservatório são dados por:

- Miranda – $\underline{h}_1 = 51 \text{ m}$ e $\bar{h}_1 = 62 \text{ m}$;
- Picote – $\underline{h}_2 = 63 \text{ m}$ e $\bar{h}_2 = 69 \text{ m}$;
- Bemposta – $\underline{h}_3 = 61 \text{ m}$ e $\bar{h}_3 = 68 \text{ m}$.

Os valores considerados para os volumes de água nos reservatórios, mínimo e máximo, são dados por:

- Miranda – $\underline{v}_1 = 0 \text{ hm}^3$ e $\bar{v}_1 = 9.9 \text{ hm}^3$;
- Picote – $\underline{v}_2 = 0 \text{ hm}^3$ e $\bar{v}_2 = 13.5 \text{ hm}^3$;
- Bemposta – $\underline{v}_3 = 0 \text{ hm}^3$ e $\bar{v}_3 = 26.4 \text{ hm}^3$.

CAPÍTULO

4

Métodos de Resolução do Problema

Neste capítulo são apresentados os métodos de optimização aplicados para o suporte de decisões do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Para a resolução do problema, este estudo assenta em métodos de optimização baseados em programação dinâmica, programação linear em rede e programação não linear em rede.

4.1 Programação dinâmica

A programação dinâmica foi das primeiras metodologias a serem utilizadas na resolução do problema de planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricos. Este método de optimização foi desenvolvido por Richard Bellman a partir do estudo matemático de processos de decisão com múltiplos estádios – optimização sequencial discreta.

A uma sequência de decisões sobre o sistema que optimize a função objectivo e satisfaça as restrições impostas pelo problema dá-se o nome de política de decisão óptima. Uma política de decisão óptima, na programação dinâmica, rege-se segundo o princípio de optimalidade de Bellman.

A resolução de um problema recorrendo à programação dinâmica pode ser baseada em dois tipos de recursividade, a regressiva e a progressiva, cabendo, em cada questão particular, a escolha entre estes dois tipos a um critério de oportunidade. Por um lado, na recursividade regressiva, o princípio da optimalidade é entendido como: “qualquer que seja a maneira como se entra num dado estado, deve-se sair dele da melhor maneira possível”. Neste caso, resolve-se a questão com base numa sequência ordenada de problemas de optimização que se inicia no estádio final, progredindo, estádio após estádio, até ao estádio inicial. Por outro lado, na recursividade progressiva, o princípio da optimalidade é entendido como: “qualquer que seja a maneira como se sai dum dado estado, deve-se entrar nele da melhor maneira possível”. Assim, resolve-se a questão com base numa sequência ordenada de problemas de optimização que se inicia no estádio inicial, progredindo, estádio após estádio, até ao estádio final. Este último tipo de recursividade é adoptada neste trabalho, pelo facto de ter em consideração, logo no começo dos cálculos, o estado particular para o sistema no início da evolução.

Devido à multiplicidade de estados possíveis, o procedimento matemático de optimização é realizado estágio a estágio, gerando diversos caminhos ou trajectos possíveis. Com a ajuda da programação dinâmica são limitados os caminhos ou trajectos possíveis, ao longo do horizonte temporal considerado, permanecendo apenas os caminhos mais vantajosos, ou seja, aqueles que maximizem o valor da produção hidroeléctrica total.

Na época de surgimento da programação dinâmica, 1960, a maior parte dos problemas de âmbito verdadeiramente prático eram computacionalmente insolúveis, devido às limitações das capacidades de computação nessa altura. Apenas ao longo das décadas seguintes, devido aos rápidos progressos na tecnologia informática conjuntamente com o desenvolvimento de procedimentos computacionais cada vez mais sofisticados, houve uma ampliação do leque de problemas aos quais a programação dinâmica poderia ser aplicada.

A computação da programação dinâmica exhibe algumas vantagens porque consegue tratar problemas não convexos e não lineares, que tenham discretização na sua formulação, para além de que a sua utilização na resolução deste problema permite obter, com exactidão, a sua solução. Contudo, tal só é possível para problemas de dimensão reduzida devido à natureza de enumeração explícita deste método, em que todas as possibilidades de decisão são testadas e as melhores decisões são então escolhidas. A programação dinâmica é um método de optimização que tira partido, exclusivamente, do carácter sequencial que as decisões sobre um sistema podem assumir. Se houver uma fraca coesão sob o ponto de vista sequencial, ou seja, se for necessário recorrer, no que respeita à informação relevante do problema em consideração, a um grande número de estados em cada estágio para descrever de modo aceitável o seu comportamento, então os requisitos envolvidos na computação fazem baixar significativamente a eficácia desta técnica.

A desvantagem da programação dinâmica advém do requisito de trabalhar num espaço discretizado e, desse modo, exigir valores discretizados, uma grande capacidade de memória e um elevado tempo de execução. Estas dificuldades evoluem de forma exponencial com a dimensão do problema, isto é, com o número de reservatórios considerado e com a discretização dos volumes dos reservatórios, e cedo atingem níveis que tornam impossível a sua computação: é a “*curse of dimensionality*” que está associada à programação dinâmica.

Esta metodologia não é prática quando um planeamento operacional para um sistema hídrico realístico é pretendido. Considere-se, por exemplo, 1 reservatório com o volume dividido em 100 intervalos. Neste caso, existiriam 100 estados em cada estágio, resultando em 10 mil (100^2) percursos possíveis de ser investigados em cada estágio. Se existissem 2 reservatórios com 100 intervalos de volume, existiriam 10 mil estados em cada estágio com a possibilidade de 100 milhões (100^4) de percursos a investigar em cada estágio. Com 3 reservatórios e 100 intervalos de volume, existiriam 1 milhão de estados em cada estágio com a possibilidade de 1000 biliões (100^6) de percursos a investigar em cada estágio. Na programação dinâmica, o número de percursos a investigar, em cada estágio, é de: $(n.\text{º estados})^{2 \times I}$, sendo I o número total de centrais hidroeléctricas da cascata hídrica.

Assim, porque uma das características do problema de planeamento operacional de sistemas de energia hidroeléctricas é o da sua grande dimensão, esta abordagem apenas foi utilizada para resolver o problema aplicado a um reservatório, através da implementação de um programa na linguagem FORTRAN. A dimensão do problema para uma cascata com mais de dois aproveitamentos hidroeléctricas tende a ser tão grande que torna impossível a sua computação, sem a aplicação de heurísticas.

O programa elaborado recebe como entradas as afluências ao reservatório, o preço unitário em cada período e as restrições próprias do sistema hidroeléctrico, e fornece como saída o perfil óptimo de produção ao longo do horizonte temporal de uma semana, com o objectivo da maximização do valor da produção hidroeléctrica total.

A optimização irá obedecer aos seguintes parâmetros iniciais:

- O número de estádios é de 168, isto é, o horizonte temporal é de uma semana com intervalos de decisão de hora a hora;
- O número de estados por estádio é dado pela discretização adoptada para o volume do reservatório; o volume de água no reservatório está limitado entre um volume mínimo e um volume máximo; como o volume é dado, tipicamente, em hm^3 , irão ser considerados três níveis de discretização: reduzida, intermédia e elevada, com 1, 0.1 e 0.01 hm^3 , respectivamente;
- O caudal turbinado pela central é discretizado, de zero até ao seu valor máximo, do modo indicado anteriormente, assim como a afluência ao reservatório.

Existem oito ficheiros de entrada:

- Um ficheiro (*initial.dat*) para o volume inicial de água no reservatório;
- Um ficheiro (*final.dat*) para o volume final de água no reservatório;
- Um ficheiro (*maxvol.dat*) para o volume máximo de água no reservatório;
- Um ficheiro (*minvol.dat*) para o volume mínimo de água no reservatório;
- Um ficheiro (*maxflow.dat*) para o caudal máximo de água turbinado na central;
- Um ficheiro (*stages.dat*) para o número de estádios considerado;
- Um ficheiro (*inflow.dat*) para as afluências ao reservatório;
- Um ficheiro (*energy.dat*) para o preço unitário em cada período.

Existem dois ficheiros de saída. Um dos ficheiros (*outDP.dat*) fornece os melhores trajectos, segundo a programação dinâmica com recursividade progressiva, para todos os volumes finais de água possíveis e a partir de um volume inicial de água conhecido. O outro ficheiro (*outOPT.dat*) fornece a melhor trajectória segundo a programação dinâmica, isto é, o volume de água no reservatório e o caudal de água turbinado na central em cada estágio, para um dado volume final, escolhido, de água no reservatório.

A potência gerada por uma central hídrica é geralmente uma função do caudal de água turbinado e da altura de queda. Contudo, se admitirmos uma altura de queda constante e desprezarmos a possível existência de zonas proibidas, isto é, valores de potência para os quais não se pode manter a turbina em funcionamento, a potência gerada por uma central hídrica pode escrever-se só em função do caudal de água turbinado. A função objectivo escolhida é, então, uma medida do caudal de água turbinado (o caudal de água turbinado representa o benefício de operação). A expressão (5) passa a escrever-se como se segue:

$$\text{Max} \sum_{k=1}^K \lambda^k t_1^k \quad (10)$$

sendo λ^k o valor económico, custo unitário, no período k e t_1^k o caudal de água turbinado na central no período k . A estratégia a adoptar é a de escolher a hora e a quantidade de água a turbinar para maximizar o valor da produção hidroelétrica total.

Para exemplificação da aplicação da programação dinâmica na resolução do problema com um reservatório, considere-se a Fig. 4.1 em que:

3 estádios, discretização de 1 hm^3 , $v_1^0 = 2 \text{ hm}^3$, $v_1^3 = 2 \text{ hm}^3$, $\bar{v}_1 = 4 \text{ hm}^3$,
 $\underline{v}_1 = 0 \text{ hm}^3$, $\bar{t}_1 = 2 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}$, $a_1^1 = 0 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}$, $a_1^2 = 2 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}$, $a_1^3 = 1 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}$,
 $\lambda^1 = 3 \text{ € hm}^{-3} \text{ h}$, $\lambda^2 = 2 \text{ € hm}^{-3} \text{ h}$, $\lambda^3 = 1 \text{ € hm}^{-3} \text{ h}$.

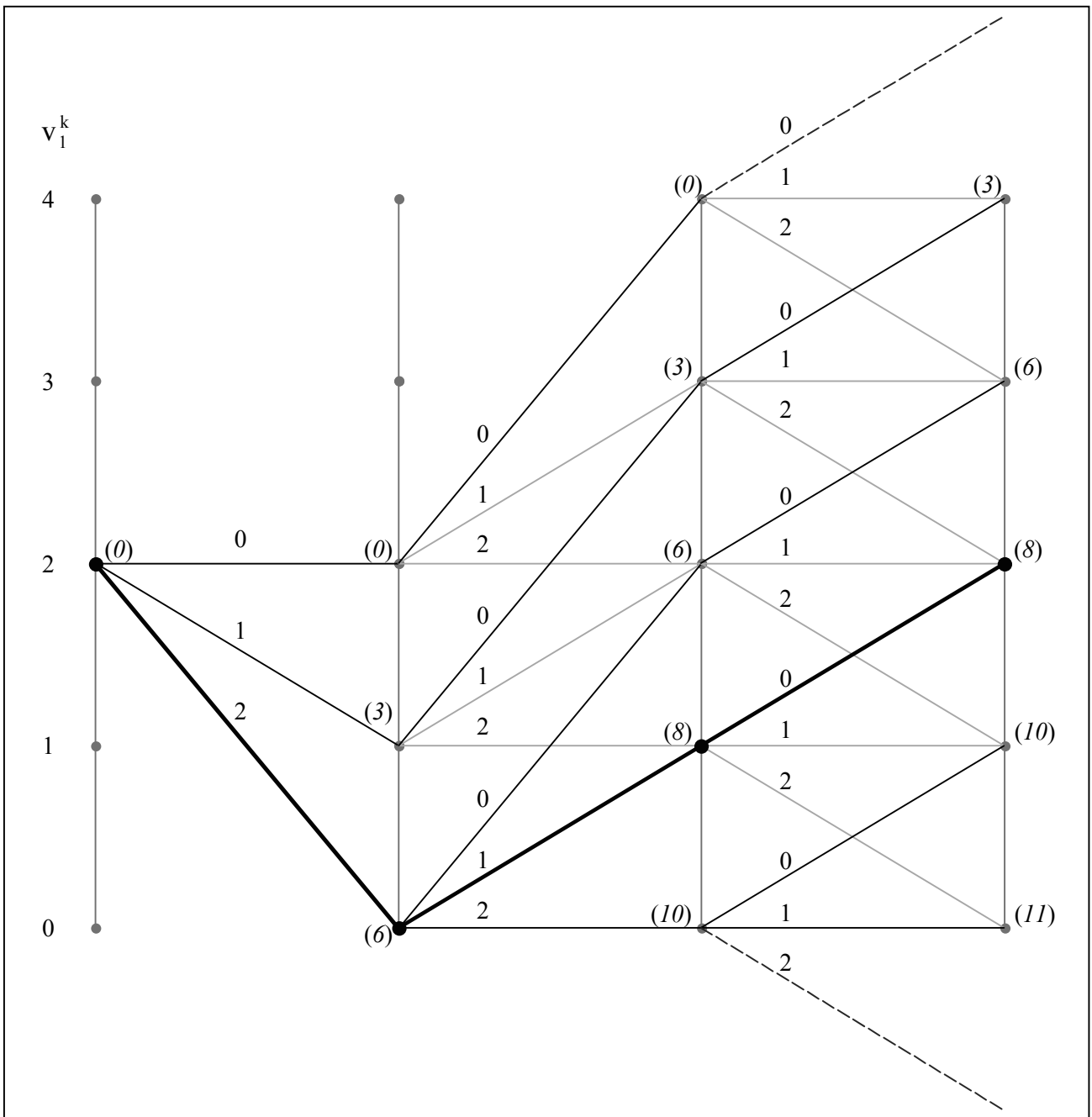


Fig. 4.1 Ilustração da programação dinâmica na resolução do problema com um reservatório.

Para cada estado deve procurar-se o estado anterior a partir do qual a transição resulta no maior benefício naquela hora. Assim, é necessário guardar cada estado com as características respectivas, nomeadamente, o estado donde provém ou estado de origem e o benefício acumulado da transição.

Consequentemente, cada estado avaliado terá apenas um caminho predecessor, o que implica a avaliação prévia de todos os estados anteriores possíveis e a escolha de aquele que resulta na maximização do valor da energia eléctrica produzida na transição, sendo que todos os outros caminhos predecessores a aquele estado são descartados ou excluídos como sendo sub-económicos. Nos caminhos apresentados com linha a traço interrompido, a transição é impossível, pois resultaria na violação dos limites, máximo e mínimo, do volume de água no reservatório. A solução encontrada tem que cumprir tanto as condições de funcionamento como as restrições do sistema. O procedimento de procura termina na hora final a ser estudada. Após ser calculado o valor para cada estado e escolhido o estado final, falta apenas calcular o caminho óptimo, isto é, o caminho que leva à maximização do lucro total. A trajectória óptima é determinada percorrendo o problema numa ordem sequencial inversa, que une o estado final ao estado inicial passando por todos os estados intermédios, ou seja, do volume final, escolhido, de água no reservatório para o volume inicial, dado, de água no reservatório, numa operação de “*backtracking*”.

Neste caso, a expressão (10) é dada por:

$$\text{Max} \sum_{k=1}^3 \lambda^k t_1^k = \text{Max} \lambda^1 t_1^1 + \lambda^2 t_1^2 + \lambda^3 t_1^3 \quad (11)$$

Assim, como se pode observar na Fig. 4.1, a programação dinâmica aplicada na resolução do problema fornece os valores óptimos de caudal de água a turbinar pela central, e os consequentes valores para o volume de água no reservatório, em cada hora, dados por:

$$t_1^1 = 2 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}; v_1^1 = 0 \text{ hm}^3;$$

$$t_1^2 = 1 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}; v_1^2 = 1 \text{ hm}^3;$$

$$t_1^3 = 0 \text{ hm}^3 \text{ h}^{-1}; v_1^3 = 2 \text{ hm}^3.$$

4.2 Programação linear em rede

A programação linear é um procedimento de optimização que minimiza uma função objectivo linear, com variáveis que estão também sujeitas a restrições lineares. Comportamentos não lineares, quer na função objectivo quer nas restrições, devem ser aproximados por funções lineares para que se possa usar este método de optimização, cujas vantagens são bem conhecidas. A programação linear caracteriza-se pelo facto de sempre encontrar solução para o problema ao qual é aplicada, desde que o problema seja bem formulado, para além de que, tipicamente, exhibe uma rápida convergência. Estes algoritmos proporcionam códigos extremamente robustos e eficientes, que são comercializados e se encontram à disposição dos utilizadores. Neste trabalho utiliza-se o código de programação linear existente na aplicação informática MATLAB, nomeadamente a função *linprog*.

Os métodos de programação linear em rede têm sido amplamente utilizados para a resolução do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. O facto de uma cascata ter uma estrutura em rede, faz com que seja natural a utilização destes métodos. A interdependência entre os volumes contidos nos reservatórios como resultado da configuração hidráulica em cascata, tendo em conta o facto dos estados de água estarem ligados tanto no espaço como no tempo, atendendo ao balanço dos fluxos de água (lei dos nós) que se deve verificar em cada hora e em cada reservatório, implica a utilização de restrições sobre uma estrutura funcional baseada numa rede linear de fluxos (com nós e ramos). Os nós da rede são ligados por arcos ou ramos diferentes, tanto no espaço como no tempo, que representam a passagem do volume de água num reservatório de uma hora para a outra, a turbinagem de água nessa central e o possível descarregamento por esse reservatório.

Na Fig. 4.2 está representada a rede linear de fluxos correspondente ao aproveitamento hidroeléctrico em cascata dado na Fig. 2.1. Considerou-se, para fins de ilustração, só os três primeiros períodos do horizonte temporal.

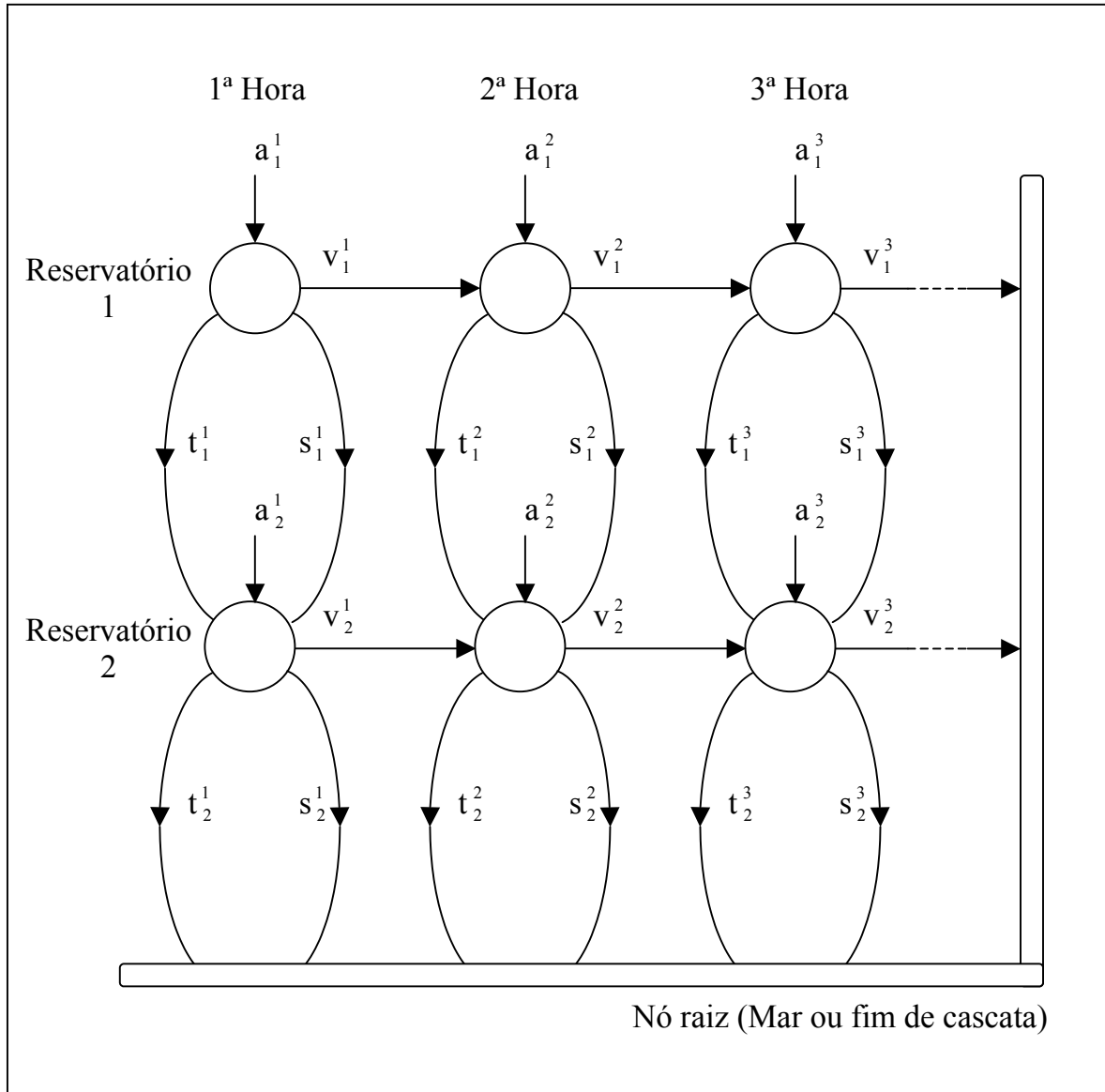


Fig. 4.2 Ilustração de uma rede de fluxos para simulação da cascata.

A programação linear em rede, aplicada na resolução do problema, pode ser formulada genericamente por:

$$\text{Max } f^T z \quad (12)$$

$$\text{sujeito a: } A \cdot z = b \quad (13)$$

$$\underline{z} \leq z \leq \bar{z} \quad (14)$$

em que:

- a expressão (12) corresponde à maximização de uma função linear, identificável como uma função de proveito ou benefício;
- a expressão (13) é a versão mais compacta da expressão (4) e refere-se às restrições de igualdade que correspondem às equações do balanço dos fluxos de água, uma para cada nó da rede;
- a expressão (14) corresponde aos limites nas variáveis de estado e de controlo, isto é, corresponde aos volumes mínimo e máximo de água nos reservatórios, aos caudais de água mínimo e máximo turbinados em cada central e ao limite mínimo para o caudal de água descarregado pelos reservatórios, zero, não se considerando um limite máximo;
- z é o vector contendo as variáveis que correspondem aos fluxos dos arcos da rede; volume de água nos reservatórios, caudal de água turbinado nas centrais e caudal de água entornado pelos reservatórios;
- A é a matriz de incidência nodal; a cada nó corresponde uma linha de zeros, excepto nas colunas correspondentes aos arcos que têm ponto de partida nesse nó, 1, ou que nele terminam, -1 ;
- b é o vector das injeções de fluxo nos nós da rede; é formado pelos termos constantes das equações do balanço dos fluxos de água, as afluências próprias horárias aos reservatórios; a esta parcela soma-se, na hora 1, o volume inicial de água nos reservatórios;
- \underline{z} é o vector dos limites mínimos associados às variáveis z ;
- \bar{z} é o vector dos limites máximos associados às variáveis z .

Seguidamente determinam-se: a função objectivo na forma matricial, as equações referentes às restrições de igualdade e os vectores dos limites, mínimo e máximo, associados às variáveis z . Estas determinações podem tornar-se muito elaboradas à medida que a dimensão da rede aumenta.

A potência gerada por uma central hídrica é geralmente uma função do caudal de água turbinado e da altura de queda. Contudo, se admitirmos uma altura de queda constante e desprezarmos a possível existência de zonas proibidas, isto é, valores de potência para os quais não se pode manter a turbina em funcionamento, a potência gerada por uma central hídrica pode escrever-se só em função do caudal de água turbinado. A função objectivo escolhida é, então, uma medida do caudal de água turbinado (o caudal de água turbinado representa o benefício de operação). A expressão (5) passa a escrever-se como se segue:

$$Max \sum_{k=1}^K \lambda^k t_1^k \quad (15)$$

sendo λ^k o valor económico, custo unitário, no período k e t_1^k o caudal de água turbinado na central no período k . A estratégia a adoptar é a de escolher a hora e a quantidade de água a turbinar para maximizar o valor da produção hidroelétrica total.

Para a rede de fluxos anterior, com dois reservatórios e considerando só os três primeiros períodos do horizonte temporal, Fig. 4.2, as restrições de igualdade são dadas por:

$$\left\{ \begin{array}{l} v_1^1 = v_1^0 + a_1^1 - t_1^1 - s_1^1 \\ v_2^1 = v_2^0 + a_2^1 + t_1^1 + s_1^1 - t_2^1 - s_2^1 \\ v_1^2 = v_1^1 + a_1^2 - t_1^2 - s_1^2 \\ v_2^2 = v_2^1 + a_2^2 + t_1^2 + s_1^2 - t_2^2 - s_2^2 \\ v_1^3 = v_1^2 + a_1^3 - t_1^3 - s_1^3 \\ v_2^3 = v_2^2 + a_2^3 + t_1^3 + s_1^3 - t_2^3 - s_2^3 \end{array} \right. \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} z(1) = v_1^0 + a_1^1 - z(7) - z(13) \\ z(2) = v_2^0 + a_2^1 + z(7) + z(13) - z(8) - z(14) \\ z(3) = z(1) + a_1^2 - z(9) - z(15) \\ z(4) = z(2) + a_2^2 + z(9) + z(15) - z(10) - z(16) \\ z(5) = z(3) + a_1^3 - z(11) - z(17) \\ z(6) = z(4) + a_2^3 + z(11) + z(17) - z(12) - z(18) \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} z(1) + z(7) + z(13) = v_1^0 + a_1^1 \\ z(2) - z(7) - z(13) + z(8) + z(14) = v_2^0 + a_2^1 \\ z(3) - z(1) + z(9) + z(15) = a_1^2 \\ z(4) - z(2) - z(9) - z(15) + z(10) + z(16) = a_2^2 \\ z(5) - z(3) + z(11) + z(17) = a_1^3 \\ z(6) - z(4) - z(11) - z(17) + z(12) + z(18) = a_2^3 \end{array} \right. \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} z(1) + z(7) + z(13) = a_1^1 + v_1^0 \\ z(2) - z(7) + z(8) - z(13) + z(14) = a_2^1 + v_2^0 \\ -z(1) + z(3) + z(9) + z(15) = a_1^2 \\ -z(2) + z(4) - z(9) + z(10) - z(15) + z(16) = a_2^2 \\ -z(3) + z(5) + z(11) + z(17) = a_1^3 \\ -z(4) + z(6) - z(11) + z(12) - z(17) + z(18) = a_2^3 \end{array} \right.$$

$$A \cdot z = b$$

$$A = \left[\begin{array}{cccccc|cccccc|cccccc} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{array} \right]$$

(6×18)

$$z = \begin{bmatrix} z(1) \\ z(2) \\ z(3) \\ z(4) \\ z(5) \\ z(6) \\ z(7) \\ z(8) \\ z(9) \\ z(10) \\ z(11) \\ z(12) \\ z(13) \\ z(14) \\ z(15) \\ z(16) \\ z(17) \\ z(18) \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} a_1^1 + v_1^0 \\ a_2^1 + v_2^0 \\ a_1^2 \\ a_2^2 \\ a_1^3 \\ a_2^3 \end{bmatrix}$$

(18×1)

Cada uma das variáveis z , correspondentes aos fluxos dos arcos da rede, tem limites, mínimo (\underline{z}) e máximo (\bar{z}), conhecidos.

Neste caso, a expressão (15) é dada por:

$$\text{Max} \sum_{i=1}^2 \sum_{k=1}^3 \lambda^k t_i^k = \text{Max} \lambda^1 (t_1^1 + t_2^1) + \lambda^2 (t_1^2 + t_2^2) + \lambda^3 (t_1^3 + t_2^3) \quad (16)$$

Os coeficientes da função objectivo são dados por:

$$f = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ \lambda^1 \ \lambda^1 \ \lambda^2 \ \lambda^2 \ \lambda^3 \ \lambda^3 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]^T$$

(18×1)

Os volumes iniciais de água nos reservatórios, v_1^0 e v_2^0 , são conhecidos, as afluências aos reservatórios em cada período, a_1^1 , a_1^2 , a_1^3 , a_2^1 , a_2^2 e a_2^3 , são dadas, os custos unitários em cada período, λ^1 , λ^2 e λ^3 , são conhecidos e os volumes finais de água nos reservatórios, v_1^3 e v_2^3 , são escolhidos.

4.3 Programação não linear em rede

Os métodos de resolução do problema baseados na programação linear em rede, requerem que modelos lineares sejam utilizados, isto é, ignorando não linearidades, ou então que a função objectivo e as restrições sejam linearizadas segundo um ponto de operação nominal, ou ainda que as não linearidades sejam modeladas usando aproximações mais ou menos lineares.

Existem várias características associadas ao problema que, para além de ser de grande dimensão e complexidade, o tornam não linear, tais como:

- as curvas de operação de recursos hídricos são, tipicamente, não convexas, não lineares e não contínuas;
- para recursos hídricos com vários grupos geradores é frequente a existência de zonas proibidas, isto é, valores de potência para os quais não se pode manter a turbina em funcionamento;
- em muitos aproveitamentos hidroeléctricos, a potência gerada é função não só do caudal turbinado mas também da altura de queda; para o mesmo caudal e se a altura de queda aumentar, tem-se como consequência que a potência gerada também irá aumentar;
- os níveis de água nos reservatórios podem variar ao longo do tempo e, deste modo, a altura de queda também irá ser sujeita a variação; como os sistemas hídricos considerados são constituídos por centrais a fio de água, o volume de água nos reservatórios é reduzido e a altura de queda pode variar rapidamente, tornando-se a eficiência de operação sensível à altura de queda – efeito de variação da altura de queda ou, abreviadamente, efeito de queda.

A utilização da programação dinâmica só é possível para problemas de dimensão reduzida. A programação linear em rede não é apropriada, pelo que, para acomodar estas características associadas ao problema, torna-se necessária a utilização de programação não linear em rede, nomeadamente, quadrática.

Para a resolução do problema é, então, utilizado um sistema de informação baseado num modelo matemático determinístico não linear em rede, para simulação computacional de aproveitamentos hidroeléctricos com altura de queda variável. Na optimização não linear é usada a aplicação informática MATLAB, nomeadamente a função *quadprog*.

A programação não linear em rede, nomeadamente a programação quadrática, aplicada na resolução do problema, pode ser formulada genericamente por:

$$\text{Max } 1/2 \mathbf{z}^T \mathbf{H} \mathbf{z} + \mathbf{f}^T \mathbf{z} \quad (17)$$

$$\text{sujeito a: } \mathbf{A} \cdot \mathbf{z} = \mathbf{b} \quad (18)$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \bar{\mathbf{z}} \quad (19)$$

em que:

- a expressão (17) corresponde à maximização de uma função quadrática, identificável como uma função de proveito ou benefício;
- a expressão (18) é a versão mais compacta da expressão (4) e refere-se às restrições de igualdade que correspondem às equações do balanço dos fluxos de água, uma para cada nó da rede;
- a expressão (19) corresponde aos limites nas variáveis de estado e de controlo, isto é, corresponde aos volumes mínimo e máximo de água nos reservatórios, aos caudais de água mínimo e máximo turbinados em cada central e ao limite mínimo para o caudal de água descarregado pelos reservatórios, zero, não se considerando um limite máximo;
- \mathbf{z} é o vector contendo as variáveis que correspondem aos fluxos dos arcos da rede;
- \mathbf{H} é a matriz hessiana, que é simétrica e esparsa, permitindo definir o termo quadrático da função objectivo;
- \mathbf{A} é a matriz de incidência nodal;
- \mathbf{b} é o vector das injeções de fluxo nos nós da rede;
- $\underline{\mathbf{z}}$ é o vector dos limites mínimos associados às variáveis \mathbf{z} ;
- $\bar{\mathbf{z}}$ é o vector dos limites máximos associados às variáveis \mathbf{z} .

Seguidamente determinam-se: a função objectivo na forma matricial, as equações referentes às restrições de igualdade e os vectores dos limites, mínimo e máximo, associados às variáveis \mathbf{z} . Estas determinações podem tornar-se muito elaboradas à medida que a dimensão da rede aumenta.

Cada central hídrica é caracterizada por uma relação entre três variáveis: potência gerada, p_i^k , caudal de água turbinado, t_i^k , e altura de queda, h_i^k . Se nessa relação uma das variáveis for mantida constante, neste caso a altura de queda, cada central é caracterizada por um conjunto de curvas caudal turbinado vs. potência, como se observa na Fig. 4.3. O número de curvas é tanto maior quanto maior forem os níveis de discretização considerados para a altura de queda [41].

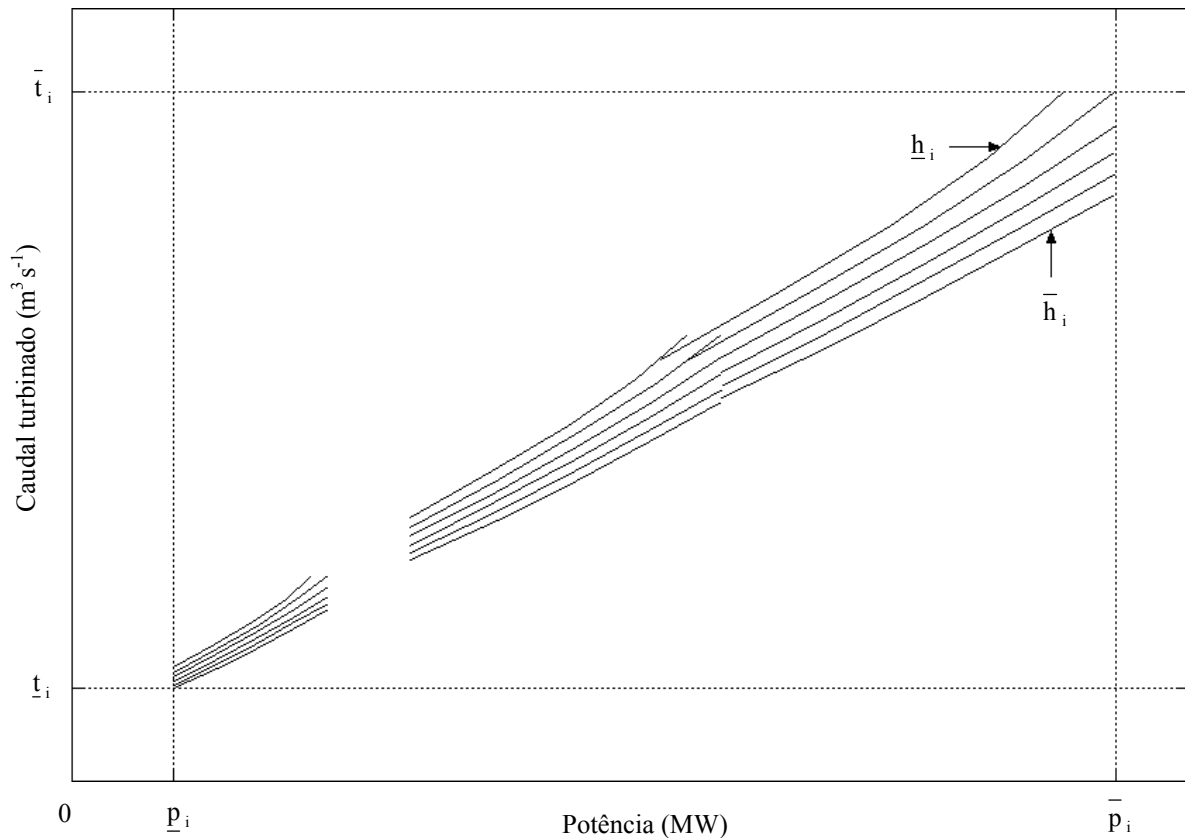


Fig. 4.3 Ilustração das curvas caudal turbinado vs. potência.

A produção de energia eléctrica depende do caudal de água turbinado, t_i^k , e da eficiência da central i no período k , η_i^k , sendo dada por:

$$p_i^k = t_i^k \eta_i^k \quad (20)$$

A eficiência, η_i^k , obtém-se através do quociente entre a potência máxima gerada e o respectivo caudal máximo de água turbinado, em cada curva caudal turbinado vs. potência caracterizada por um dado valor de altura de queda, h_i^k .

Deste modo, a eficiência, η_i^k , depende da altura de queda entre reservatórios consecutivos, h_i^k , sendo dada por:

$$\eta_i^k = d_i h_i^k + \eta_{i0} \quad (21)$$

em que os parâmetros d_i e η_{i0} são resultantes da linearização das curvas eficiência vs. altura de queda.

A linearização das curvas eficiência vs. altura de queda foi realizada pela união entre o primeiro e o último ponto das curvas, Fig. 4.4.

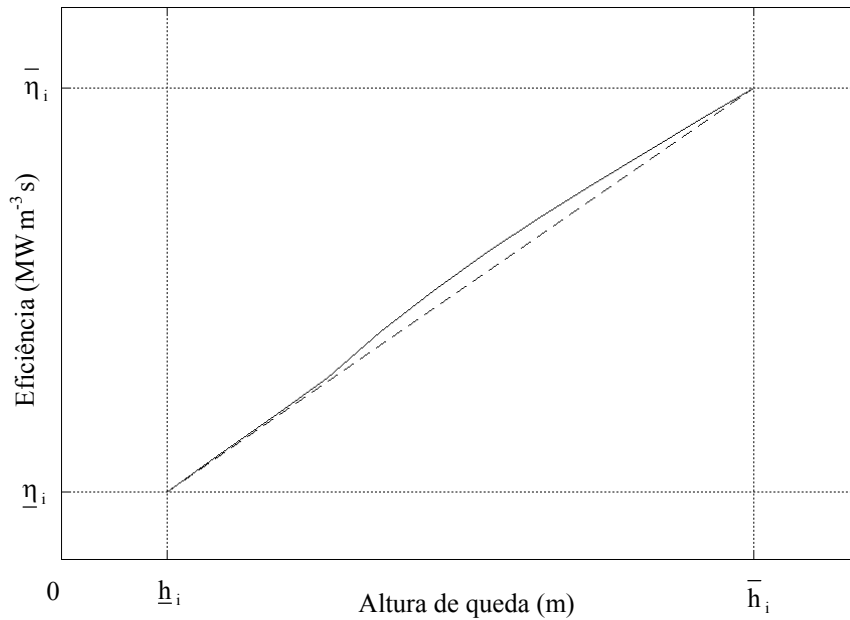


Fig. 4.4 Ilustração da linearização das curvas eficiência vs. altura de queda.

Da linearização das curvas eficiência vs. altura de queda, obtêm-se os parâmetros d_i (declive) e η_{i0} (ordenada na origem), sendo dados, respectivamente, por:

$$d_i = \frac{\bar{\eta}_i - \underline{\eta}_i}{\bar{h}_i - \underline{h}_i} \quad (22)$$

$$\eta_{i0} = \underline{\eta}_i - d_i \times \underline{h}_i \quad (23)$$

A altura de queda é variável e depende dos níveis de água dos reservatórios a montante, l_i^k , e a jusante da central, l_{i+1}^k .

Consequentemente, a altura de queda é uma função do volume de água nesses reservatórios, sendo dada por:

$$h_i^k = l_i^k - l_{i+1}^k \quad (24)$$

com l_i^k e l_{i+1}^k resultantes da linearização das curvas nível de água vs. volume de água, isto é,

$$l_i^k = m_i v_i^k + l_{i0} \quad (25)$$

$$l_{i+1}^k = m_{i+1} v_{i+1}^k + l_{(i+1)0}$$

A linearização das curvas nível de água vs. volume de água foi realizada pela união entre o primeiro e o último ponto das curvas, Fig. 4.5.

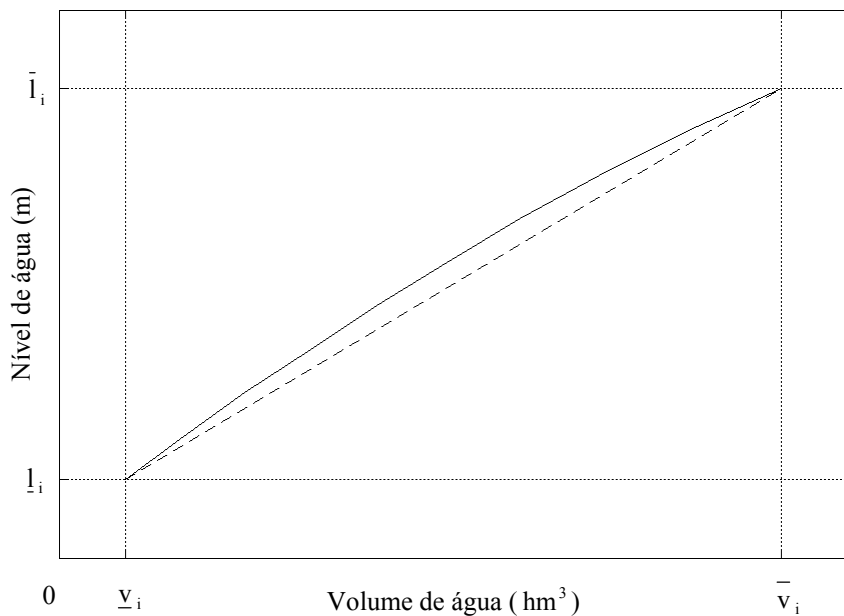


Fig. 4.5 Ilustração da linearização das curvas nível de água vs. volume de água.

Da linearização das curvas nível de água vs. volume de água, obtêm-se os parâmetros m_i (declive) e l_{i0} (ordenada na origem), sendo dados, respectivamente, por:

$$m_i = \frac{\bar{l}_i - l_i}{v_i - \underline{v}_i} \quad (26)$$

$$l_{i0} = l_i - m_i \times \underline{v}_i \quad (27)$$

Relembra-se a expressão (5), aqui rescrita:

$$Max \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K \lambda^k p_i^k \quad (28)$$

sendo λ^k o valor económico, custo unitário, no período k e p_i^k a produção de energia eléctrica da central i no período k .

Considerando um reservatório e só os três primeiros períodos do horizonte temporal, as restrições de igualdade são dadas por:

$$\begin{cases} v_1^1 = v_1^0 + a_1^1 - t_1^1 - s_1^1 \\ v_1^2 = v_1^1 + a_1^2 - t_1^2 - s_1^2 \\ v_1^3 = v_1^2 + a_1^3 - t_1^3 - s_1^3 \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} z(1) = v_1^0 + a_1^1 - z(4) - z(7) \\ z(2) = z(1) + a_1^2 - z(5) - z(8) \\ z(3) = z(2) + a_1^3 - z(6) - z(9) \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} z(1) + z(4) + z(7) = a_1^1 + v_1^0 \\ -z(1) + z(2) + z(5) + z(8) = a_1^2 \\ -z(2) + z(3) + z(6) + z(9) = a_1^3 \end{cases}$$

$$A \cdot z = b$$

$$A = \left[\begin{array}{ccc|ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right]$$

$$(3 \times 9)$$

$$z = \begin{bmatrix} z(1) \\ z(2) \\ z(3) \\ z(4) \\ z(5) \\ z(6) \\ z(7) \\ z(8) \\ z(9) \end{bmatrix} \quad (9 \times 1)$$

$$b = \begin{bmatrix} a_1^1 + v_1^0 \\ a_1^2 \\ a_1^3 \end{bmatrix} \quad (3 \times 1)$$

Cada uma das variáveis z , correspondentes aos fluxos dos arcos da rede, tem limites, mínimo (\underline{z}) e máximo (\bar{z}), conhecidos.

As parcelas das expressões matemáticas que determinam o lucro, a produção de energia eléctrica e a altura de queda, são dadas por:

1ª hora:

$$\lambda^1 p_1^1$$

$$p_1^1 = t_1^1 (d_1 h_1^1 + \eta_{10})$$

$$h_1^1 = m_1 v_1^1 + l_{10} - l_{\text{mar}}$$

2ª hora:

$$\lambda^2 p_1^2$$

$$p_1^2 = t_1^2 (d_1 h_1^2 + \eta_{10})$$

$$h_1^2 = m_1 v_1^2 + l_{10} - l_{\text{mar}}$$

3ª hora:

$$\lambda^3 p_1^3$$

$$p_1^3 = t_1^3 (d_1 h_1^3 + \eta_{10})$$

$$h_1^3 = m_1 v_1^3 + l_{10} - l_{\text{mar}}$$

Neste caso, a expressão (28) é dada por:

$$Max \sum_{i=1}^1 \sum_{k=1}^3 \lambda^k p_i^k = Max \lambda^1 p_1^1 + \lambda^2 p_1^2 + \lambda^3 p_1^3 \quad (29)$$

em que:

$$\begin{aligned} p_1^k &= t_1^k (d_1 h_1^k + \eta_{10}) \Leftrightarrow p_1^k = t_1^k [d_1 (m_1 v_1^k + l_{10} - l_{mar}) + \eta_{10}] \Leftrightarrow \\ p_1^k &= (d_1 m_1) t_1^k v_1^k + [d_1 (l_{10} - l_{mar}) + \eta_{10}] t_1^k \Leftrightarrow \\ p_1^k &= \mu t_1^k v_1^k + \sigma t_1^k \end{aligned} \quad (30)$$

pelo que, a expressão (29) vem:

$$Max \lambda^1 (\mu t_1^1 v_1^1 + \sigma t_1^1) + \lambda^2 (\mu t_1^2 v_1^2 + \sigma t_1^2) + \lambda^3 (\mu t_1^3 v_1^3 + \sigma t_1^3) \quad (31)$$

sendo:

$$\begin{aligned} \mu &= d_1 m_1 \Leftrightarrow \mu = \frac{\bar{\eta}_1 - \underline{\eta}_1}{\bar{h}_1 - \underline{h}_1} \times \frac{\bar{l}_1 - \underline{l}_1}{\bar{v}_1 - \underline{v}_1} \Leftrightarrow \\ \mu &= \frac{\bar{\eta}_1 - \underline{\eta}_1}{(\bar{l}_1 - l_{mar}) - (l_1 - l_{mar})} \times \frac{\bar{l}_1 - \underline{l}_1}{\bar{v}_1} \Leftrightarrow \mu = \frac{\bar{\eta}_1 - \underline{\eta}_1}{\bar{l}_1 - \underline{l}_1} \times \frac{\bar{l}_1 - \underline{l}_1}{\bar{v}_1} \Leftrightarrow \\ \mu &= \frac{\bar{\eta}_1 - \underline{\eta}_1}{\bar{v}_1} \end{aligned} \quad (32)$$

$$\sigma = d_1 (l_{10} - l_{mar}) + \eta_{10} \Leftrightarrow \sigma = d_1 (l_{10} - l_{mar}) + \underline{\eta}_1 - d_1 \times \underline{h}_1 \Leftrightarrow$$

$$\sigma = d_1 (l_1 - m_1 \times \underline{v}_1 - l_{mar}) + \underline{\eta}_1 - d_1 \times \underline{h}_1 \Leftrightarrow$$

$$\sigma = d_1 (l_1 - l_{mar}) + \underline{\eta}_1 - d_1 \times \underline{h}_1 \Leftrightarrow \sigma = d_1 \times \underline{h}_1 + \underline{\eta}_1 - d_1 \times \underline{h}_1 \Leftrightarrow$$

$$\sigma = \underline{\eta}_1 \quad (33)$$

para o volume mínimo de água no reservatório, \underline{v}_1 , igual a zero.

O termo quadrático da função objectivo é constituído pelo vector z seguidamente indicado

$$z = [v_1^1 \quad v_1^2 \quad v_1^3 \quad t_1^1 \quad t_1^2 \quad t_1^3 \quad s_1^1 \quad s_1^2 \quad s_1^3]^T$$

(9×1)

e pela matriz hessiana seguidamente indicada

$$H = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \lambda^1 \mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda^2 \mu & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda^3 \mu & 0 & 0 & 0 \\ \lambda^1 \mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda^2 \mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda^3 \mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

(9×9)

Os coeficientes do termo linear da função objectivo são dados por:

$$f = [0 \quad 0 \quad 0 \quad \lambda^1 \sigma \quad \lambda^2 \sigma \quad \lambda^3 \sigma \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T$$

(9×1)

O volume inicial de água no reservatório, v_1^0 , é conhecido, as afluências ao reservatório em cada período, a_1^1 , a_1^2 e a_1^3 , são dadas, os custos unitários em cada período, λ^1 , λ^2 e λ^3 , são conhecidos, e o volume final de água no reservatório, v_1^3 , é escolhido.

CAPÍTULO

5

Apresentação e Análise de Resultados

Neste capítulo são testados os métodos de resolução, abordados no capítulo anterior, e aplicados ao problema com um reservatório e ao problema com três reservatórios em cascata ilustrado pelo aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional. Apresentam-se e comparam-se os resultados da simulação computacional, relativos à aplicação dos métodos de resolução do problema.

5.1 Problema com um reservatório

Inicialmente considera-se o problema com um reservatório, que não corresponde a nenhum caso existente.

Os *dados* utilizados nas simulações são:

- número de reservatórios: 1;
- número de estádios: 168;
- volume inicial de água no reservatório: 15 hm^3 ;
- volume máximo de água no reservatório: 20 hm^3 ;
- volume final de água no reservatório: 18 hm^3 ;
- caudal máximo de água turbinado: $2.7 \text{ hm}^3 / \text{h}$;
- custos unitários em cada período: Fig. 5.1;
- afluência ao reservatório: Fig. 5.2.

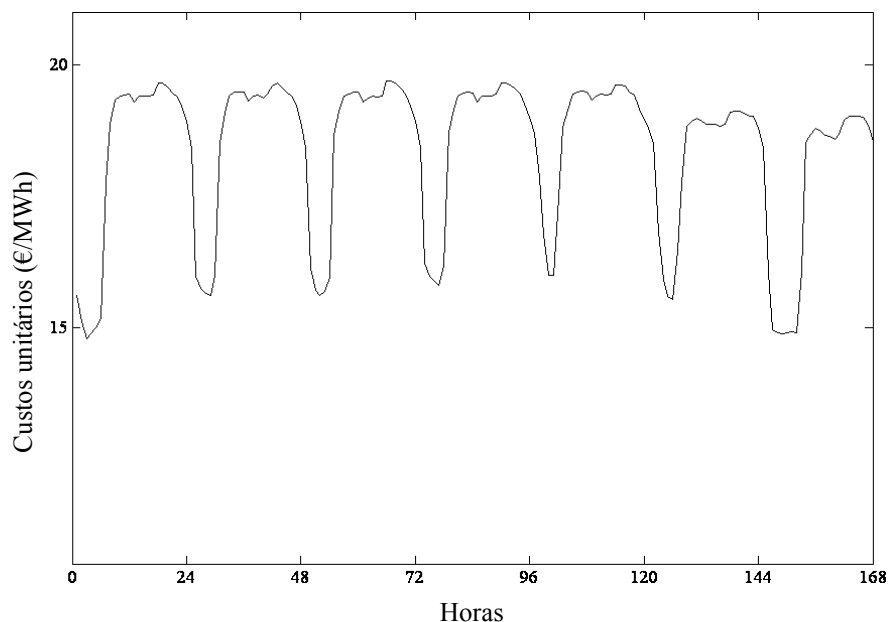


Fig. 5.1 Ilustração dos custos unitários em cada período do horizonte temporal.

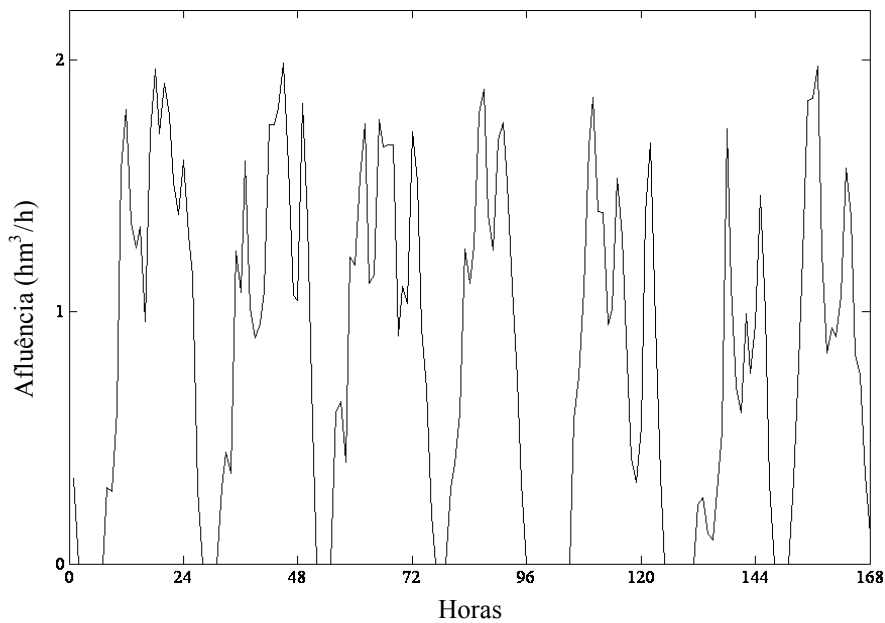


Fig. 5.2 Ilustração da afluência ao reservatório, ao longo do horizonte temporal.

5.1.1 Resolução com programação dinâmica

Para a resolução do problema com um reservatório, através da programação dinâmica, foi implementado um programa na linguagem FORTRAN, que recorre à aplicação informática MATLAB para a realização dos gráficos. Os resultados são obtidos num PC com 256 Mb de memória e processador Intel Pentium III a 750 MHz. A computação da programação dinâmica exige um espaço discretizado. Com tal, a afluência ao reservatório é discretizada, de zero até ao seu valor máximo, assim como o caudal de água turbinado e o volume de água no reservatório. Os três níveis de discretização considerados são:

- discretização reduzida (1 hm^3) – 20 estados em cada estágio;
- discretização intermédia (0.1 hm^3) – 200 estados em cada estágio;
- discretização elevada (0.01 hm^3) – 2000 estados em cada estágio.

A seguir apresenta-se a afluência ao reservatório e os *resultados* obtidos por simulação computacional para o caudal de água turbinado e para o volume de água no reservatório, para cada um dos três níveis de discretização considerados.

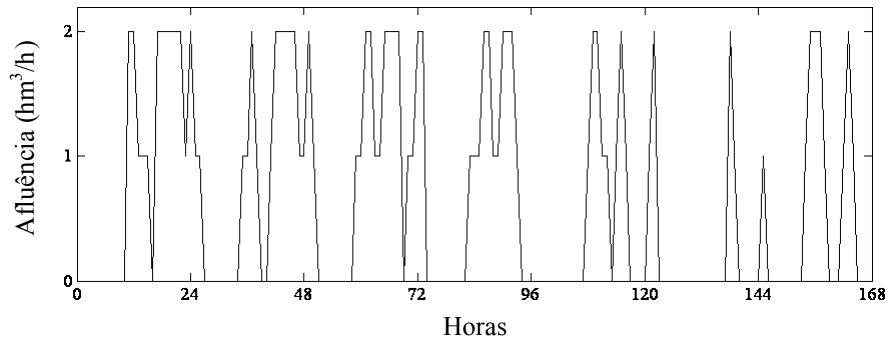


Fig. 5.3 Ilustração da afluência ao reservatório com discretização reduzida.

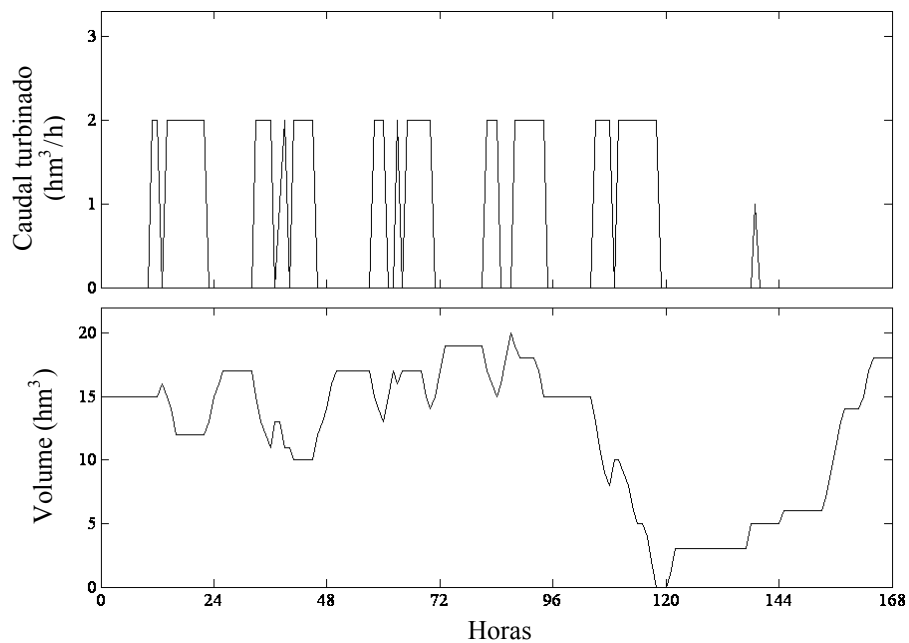


Fig. 5.4 Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização reduzida; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

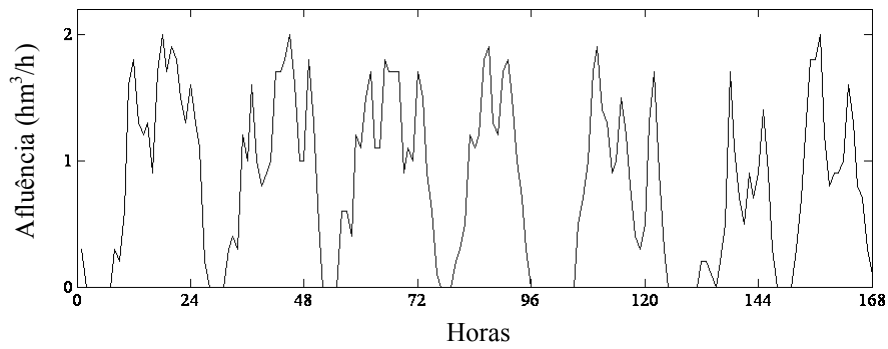


Fig. 5.5 Ilustração da afluência ao reservatório com discretização intermédia.

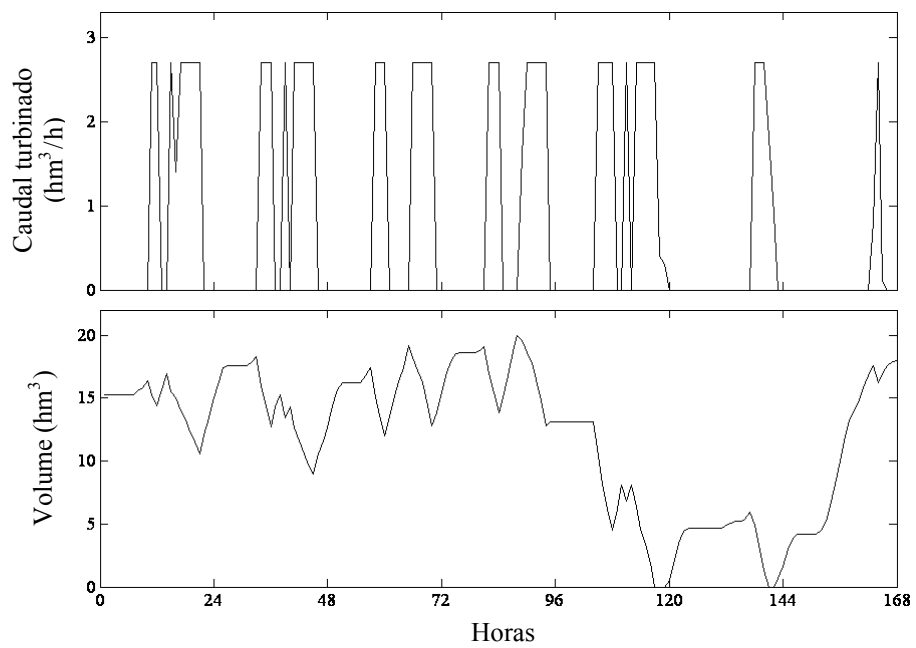


Fig. 5.6 Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização intermédia; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

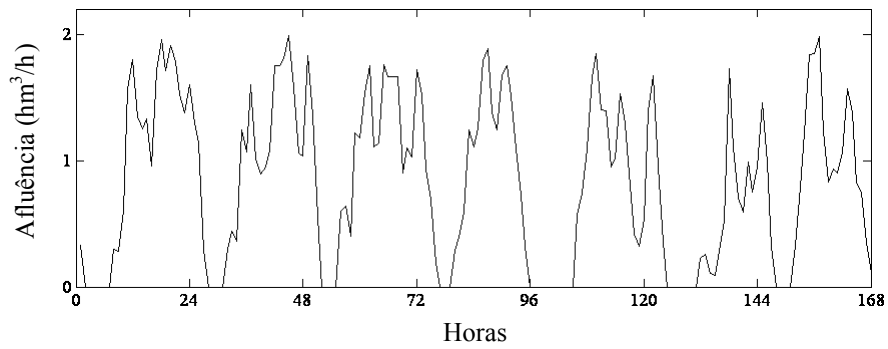


Fig. 5.7 Ilustração da afluência ao reservatório com discretização elevada.

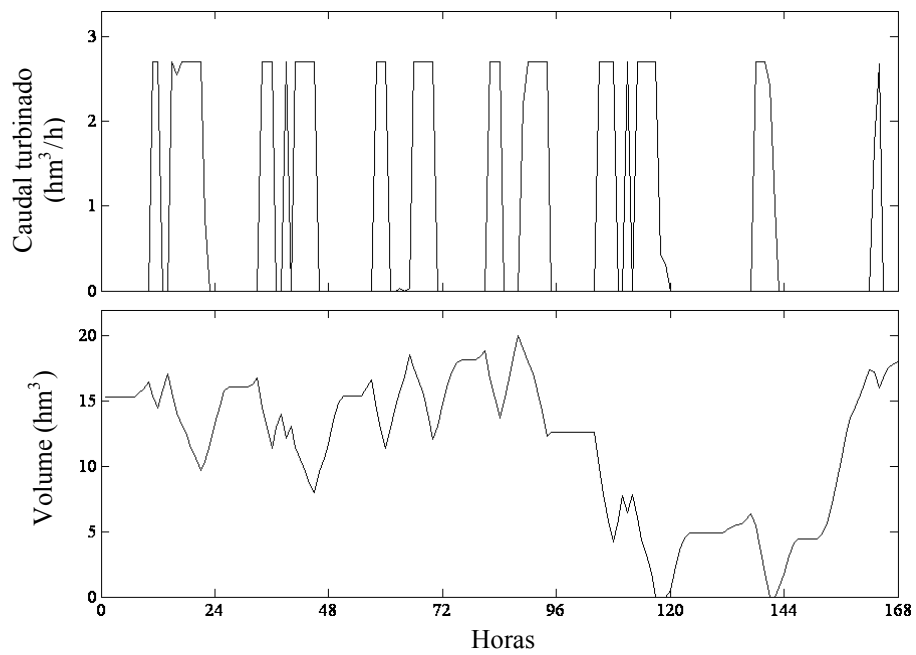


Fig. 5.8 Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização elevada; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

5.1.2 Resolução com programação linear em rede

Para a resolução do problema com um reservatório, através da programação linear em rede, foi utilizada a função *linprog* existente na aplicação informática MATLAB. A seguir apresentam-se os *resultados* obtidos por simulação computacional, num PC com 256 Mb de memória e processador Intel Pentium III a 750 MHz, para o caudal de água turbinado e para o volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

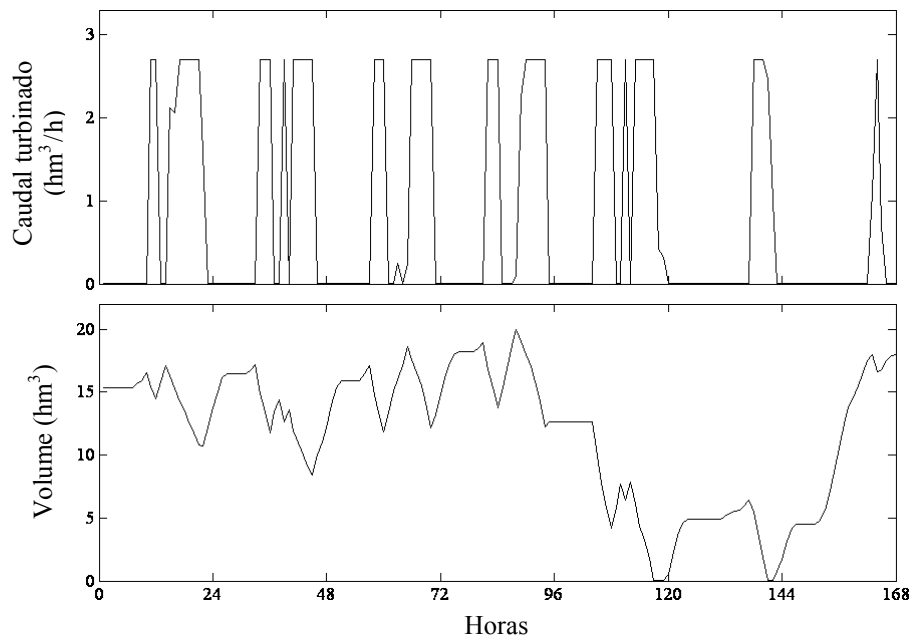


Fig. 5.9 Ilustração dos resultados da programação linear em rede; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

5.1.3 Resolução com programação dinâmica e efeito de queda

A programação dinâmica exhibe a vantagem de permitir a utilização de uma função objectivo não linear, nomeadamente quadrática. Deste modo é possível incluir o efeito de queda na resolução do problema com programação dinâmica. A seguir apresenta-se a afluência ao reservatório e os *resultados* obtidos por simulação computacional, para os níveis de discretização considerados.

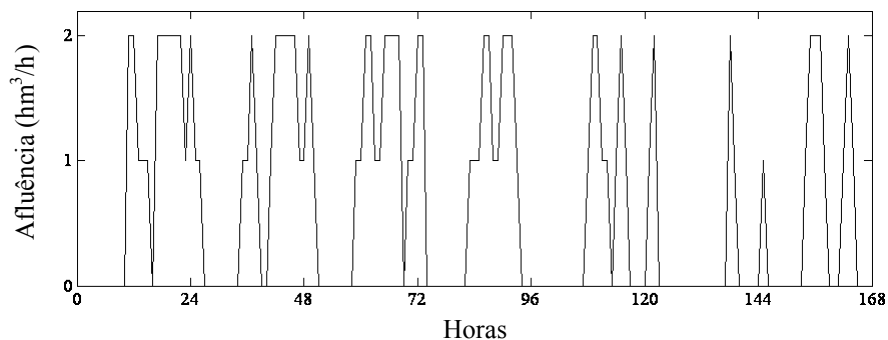


Fig. 5.10 Ilustração da afluência ao reservatório com discretização reduzida.

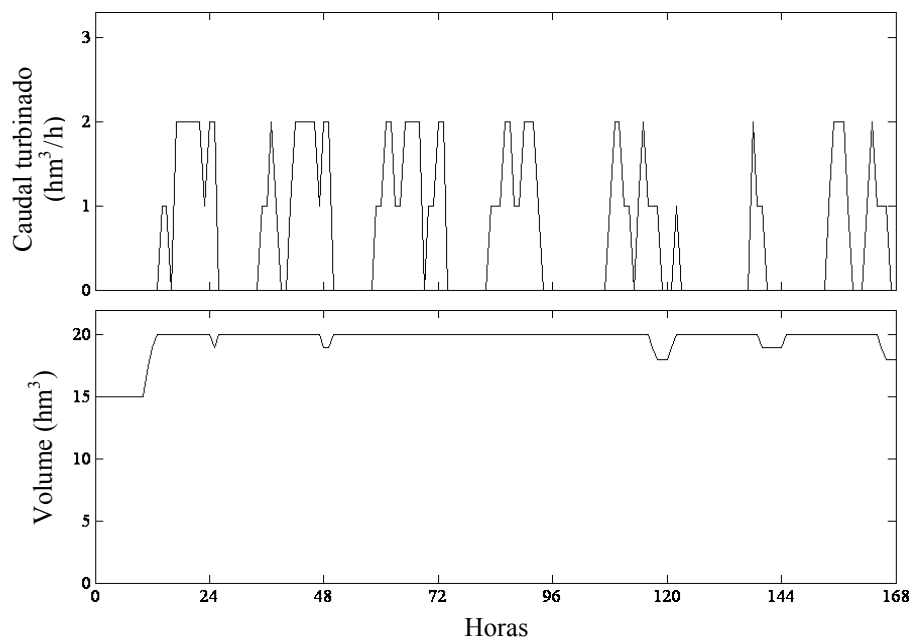


Fig. 5.11 Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização reduzida e efeito de queda; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

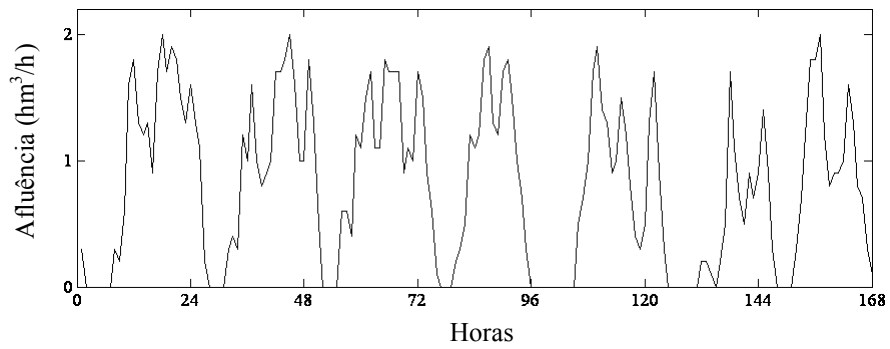


Fig. 5.12 Ilustração da afluência ao reservatório com discretização intermédia.

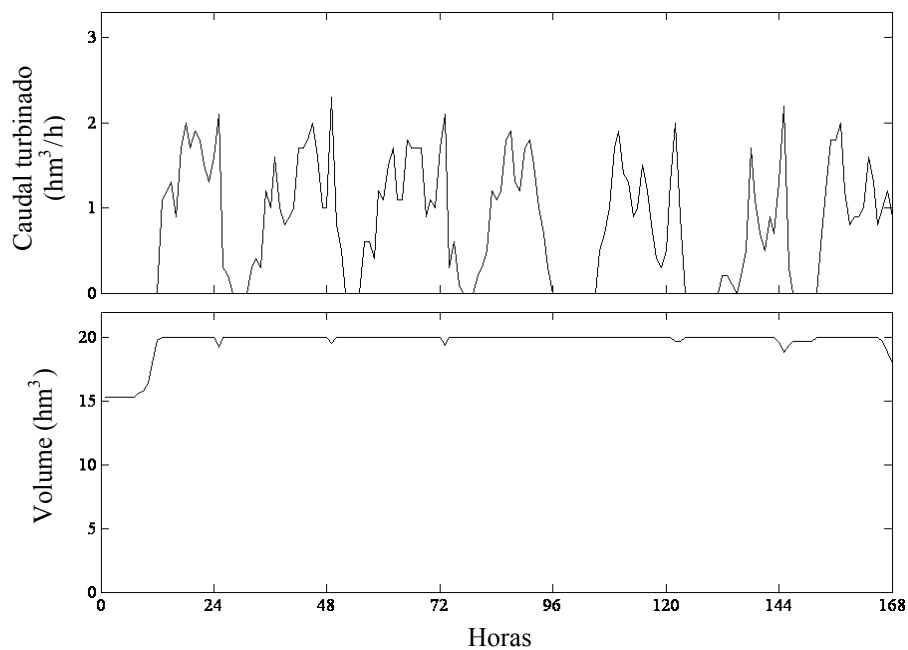


Fig. 5.13 Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização intermédia e efeito de queda; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

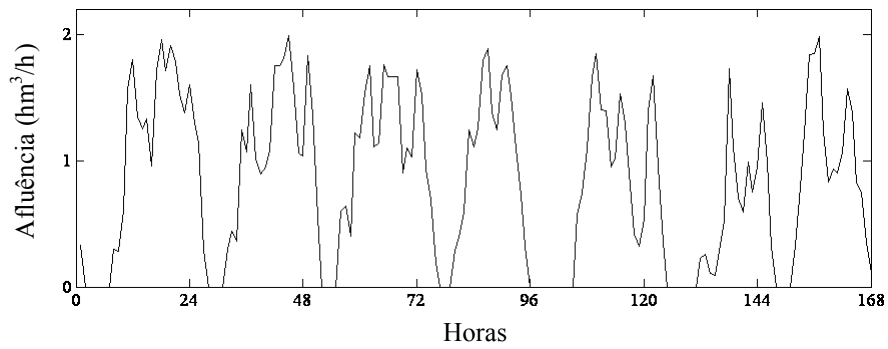


Fig. 5.14 Ilustração da afluência ao reservatório com discretização elevada.

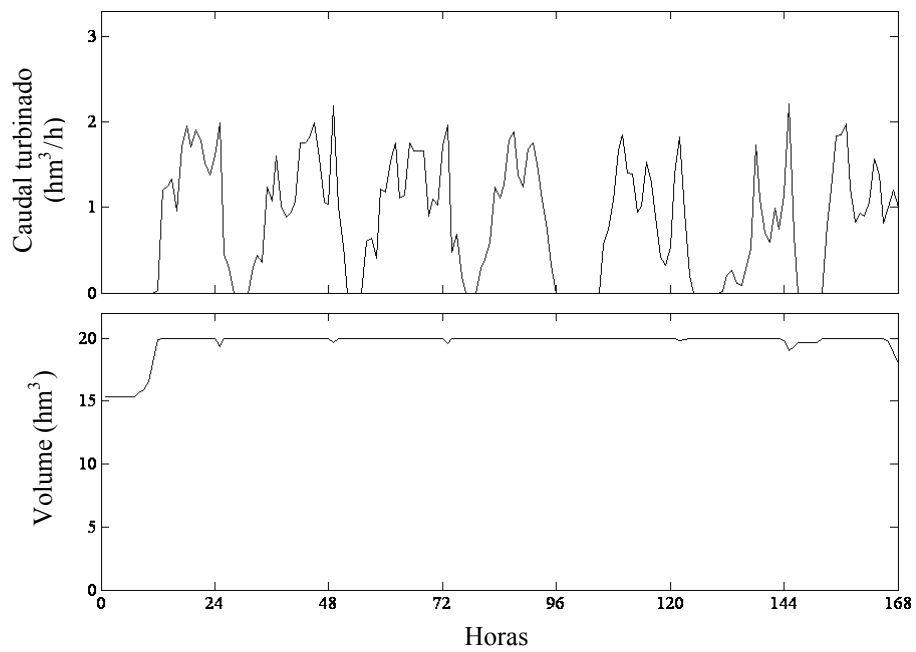


Fig. 5.15 Ilustração dos resultados da programação dinâmica com discretização elevada e efeito de queda; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

5.1.4 Resolução com programação não linear em rede

Para a resolução do problema com um reservatório, através da programação não linear em rede, foi utilizada a função *quadprog* existente na aplicação informática MATLAB. A seguir apresentam-se os *resultados* obtidos por simulação computacional, num PC com 256 Mb de memória e processador Intel Pentium III a 750 MHz, para o caudal de água turbinado e para o volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

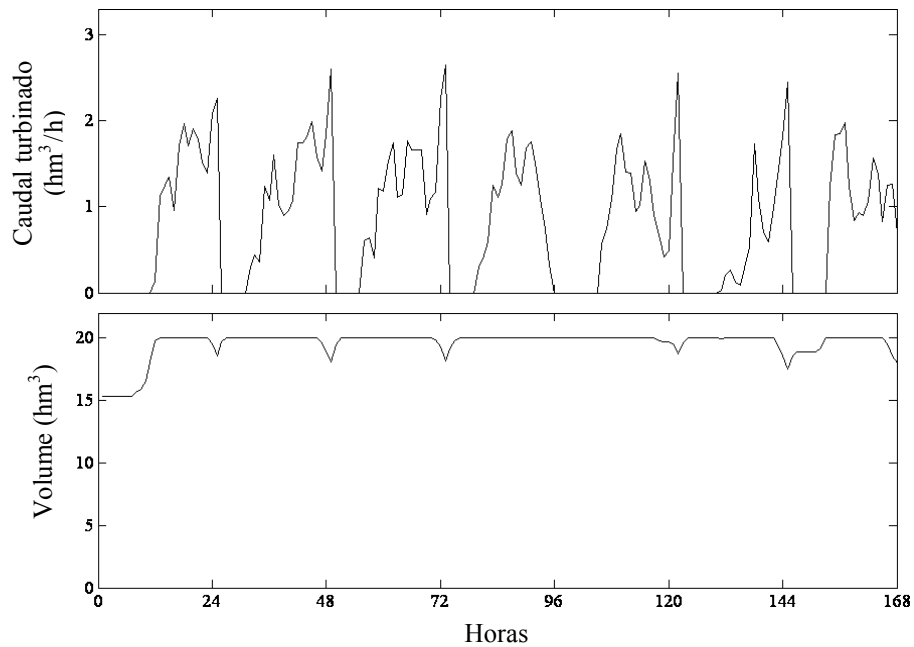


Fig. 5.16 Ilustração dos resultados da programação não linear em rede; caudal de água turbinado e volume de água no reservatório, ao longo do horizonte temporal.

5.1.5 Análise comparativa de resultados

A seguir realiza-se uma análise comparativa dos *resultados* obtidos, com a aplicação de cada um dos métodos de optimização na resolução do problema com um reservatório.

As nomenclaturas apresentadas na tabela referem-se, respectivamente, a:

- PD – Programação Dinâmica;
- DR – Discretização Reduzida;
- DI – Discretização Intermédia;
- DE – Discretização Elevada;
- PLR – Programação Linear em Rede;
- PD* – Programação Dinâmica com efeito de queda;
- PNLR – Programação Não Linear em Rede.

Tabela 5.1 Resultados obtidos para o problema com um reservatório, com a aplicação de cada um dos métodos de optimização.

<i>Problema com um reservatório</i>					
Métodos de optimização	Caudal turbinado médio (hm^3/h)	Volume médio (hm^3)	Energia produzida média (MWh)	Benefício ou lucro ($\text{€}\times 10^3$)	Tempo de Computação (s)
PD – DR	0.65	12.20	35.70	110.24	1
PD – DI	0.80	11.93	43.60	134.63	2
PD – DE	0.82	11.56	44.22	136.54	135
PLR	0.83	11.73	44.98	138.89	2
PD* – DR	0.65	19.54	43.06	132.96	1
PD* – DI	0.80	19.66	53.14	164.09	3
PD* – DE	0.82	19.67	54.48	168.23	165
PNLR	0.83	19.55	55.00	169.83	14400

Dos *resultados* obtidos para o problema com um reservatório, conclui-se que:

- a programação dinâmica, ao nível do tempo de execução e da memória utilizada, evolui de forma exponencial com a dimensão do problema, neste caso, com a discretização do volume de água no reservatório; a dimensão do problema para cascatas de reservatórios, como é o caso do Douro Internacional, tende a ser tão grande que torna impossível a sua computação sem a aplicação de heurísticas;
- a programação linear em rede, nomeadamente a função *linprog* na aplicação informática MATLAB, apresenta uma rapidez de convergência muito superior à da programação dinâmica com discretização elevada, para além de fornecer um benefício superior; verifica-se que o caudal turbinado atinge o máximo durante as horas em que o benefício de produção de energia é mais elevado; contudo, ao não considerar o efeito de queda, permite variações bruscas de volume e, deste modo, de altura de queda, não operando no ponto de operação óptimo de eficiência máxima, correspondente ao volume máximo de água no reservatório;
- a programação dinâmica com efeito de queda, impõe que o reservatório seja mantido a um volume próximo do seu máximo com o consequente benefício da altura de queda, turbinando as afluências, obtendo-se um lucro superior ao verificado com a programação linear em rede; o tempo de computação é, contudo, superior ao verificado sem efeito de queda;
- a programação não linear em rede, nomeadamente a função *quadprog* na aplicação informática MATLAB, permite a obtenção de um benefício superior ao verificado com a programação dinâmica e efeito de queda; contudo, o tempo de computação é superior, devido ao facto da função *quadprog* utilizar um algoritmo de média escala, dada a existência simultânea de restrições de igualdade e limites nas variáveis, contrariamente à função *linprog* que utiliza com um algoritmo de grande escala.

5.2 Problema com três reservatórios em cascata

O segundo caso a ser estudado é o do Douro Internacional, com três reservatórios em cascata: Miranda, Picote e Bemposta.

Os *dados* utilizados nas simulações são:

- número de reservatórios: 3;
- número de estádios: 72;
- volume inicial de água em Miranda: 5.5 hm^3 ;
- volume máximo de água em Miranda: 9.9 hm^3 ;
- volume final de água em Miranda: 9.0 hm^3 ;
- caudal máximo de água turbinado em Miranda: $1.404 \text{ hm}^3 / \text{h}$;
- volume inicial de água em Picote: 10.0 hm^3 ;
- volume máximo de água em Picote: 13.5 hm^3 ;
- volume final de água em Picote: 12.0 hm^3 ;
- caudal máximo de água turbinado em Picote: $1.188 \text{ hm}^3 / \text{h}$;
- volume inicial de água em Bemposta: 23.0 hm^3 ;
- volume máximo de água em Bemposta: 26.4 hm^3 ;
- volume final de água em Bemposta: 20.5 hm^3 ;
- caudal máximo de água turbinado em Bemposta: $1.512 \text{ hm}^3 / \text{h}$;
- custos unitários em cada período: Fig. 5.17;
- afluência a Miranda: Fig. 5.18.

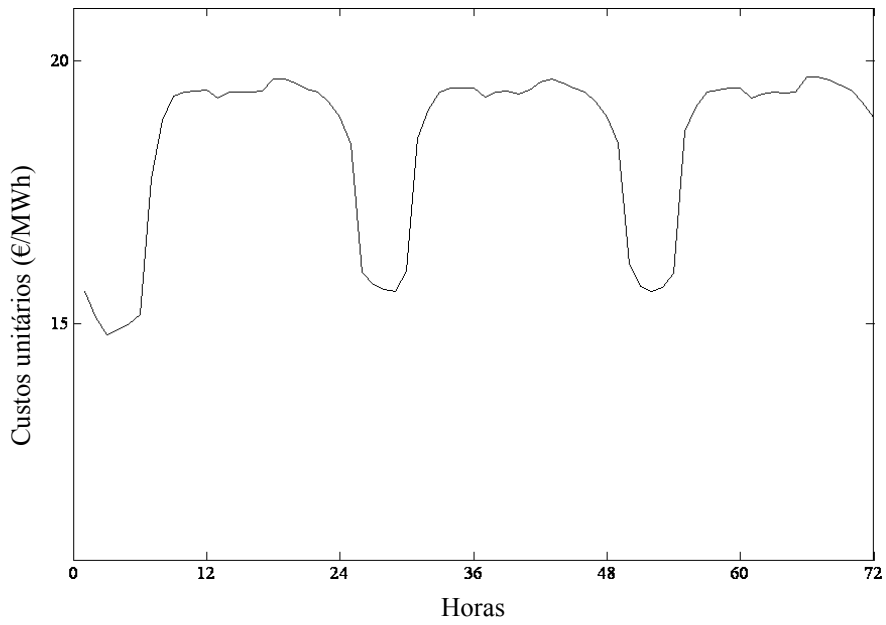


Fig. 5.17 Ilustração dos custos unitários em cada período do horizonte temporal.

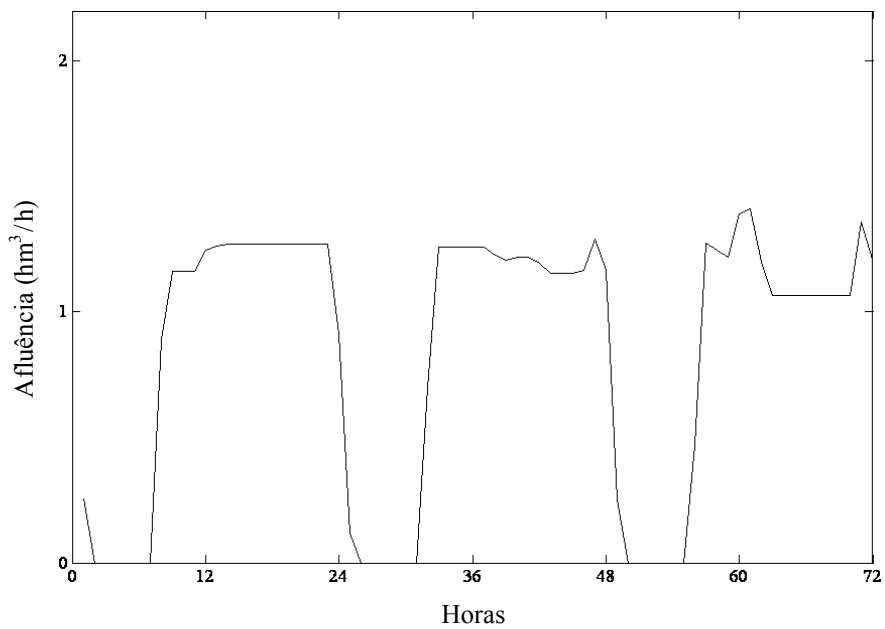


Fig. 5.18 Ilustração da afluência a Miranda, ao longo do horizonte temporal.

5.2.1 Resolução com programação linear em rede

Para a resolução do problema com três reservatórios, através da programação linear em rede, foi utilizada a função *linprog* existente na aplicação informática MATLAB. A seguir apresentam-se os *resultados* obtidos por simulação computacional, num PC com 256 Mb de memória e processador Intel Pentium III a 750 MHz, para o caudal de água turbinado e para o volume de água, em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.

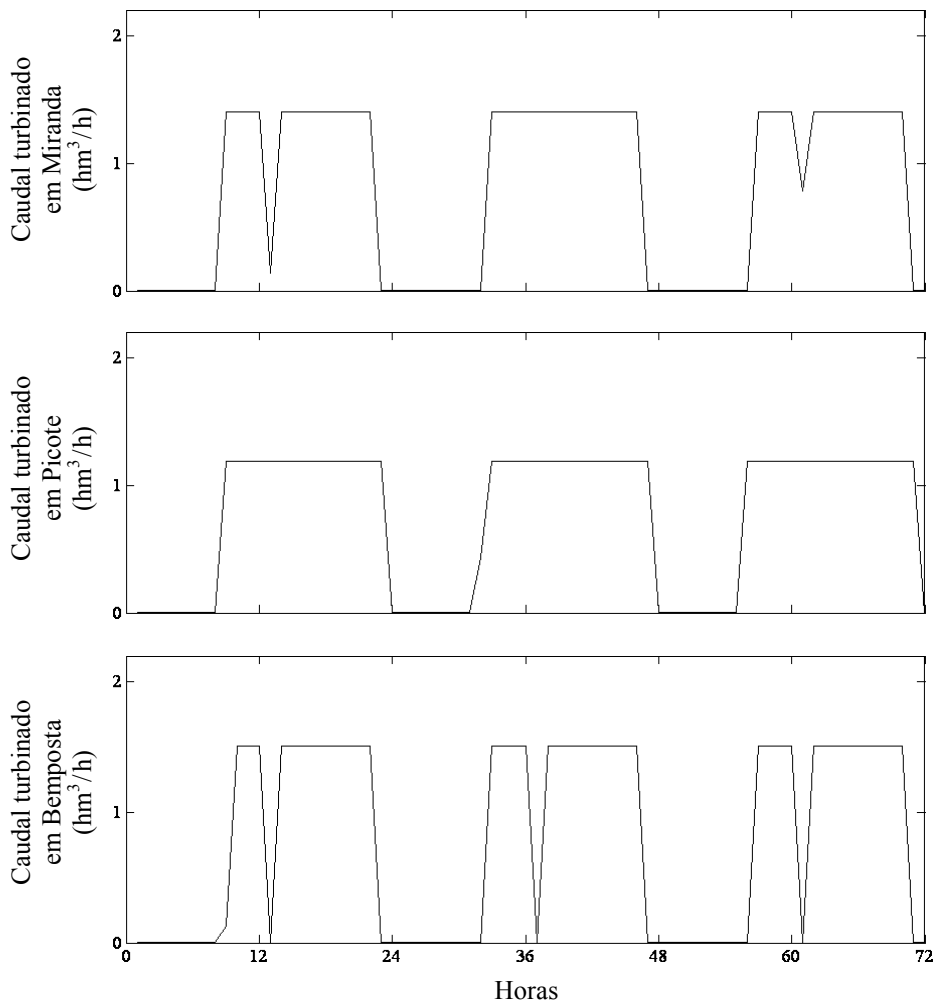


Fig. 5.19 Ilustração dos resultados da programação linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; caudal turbinado em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.

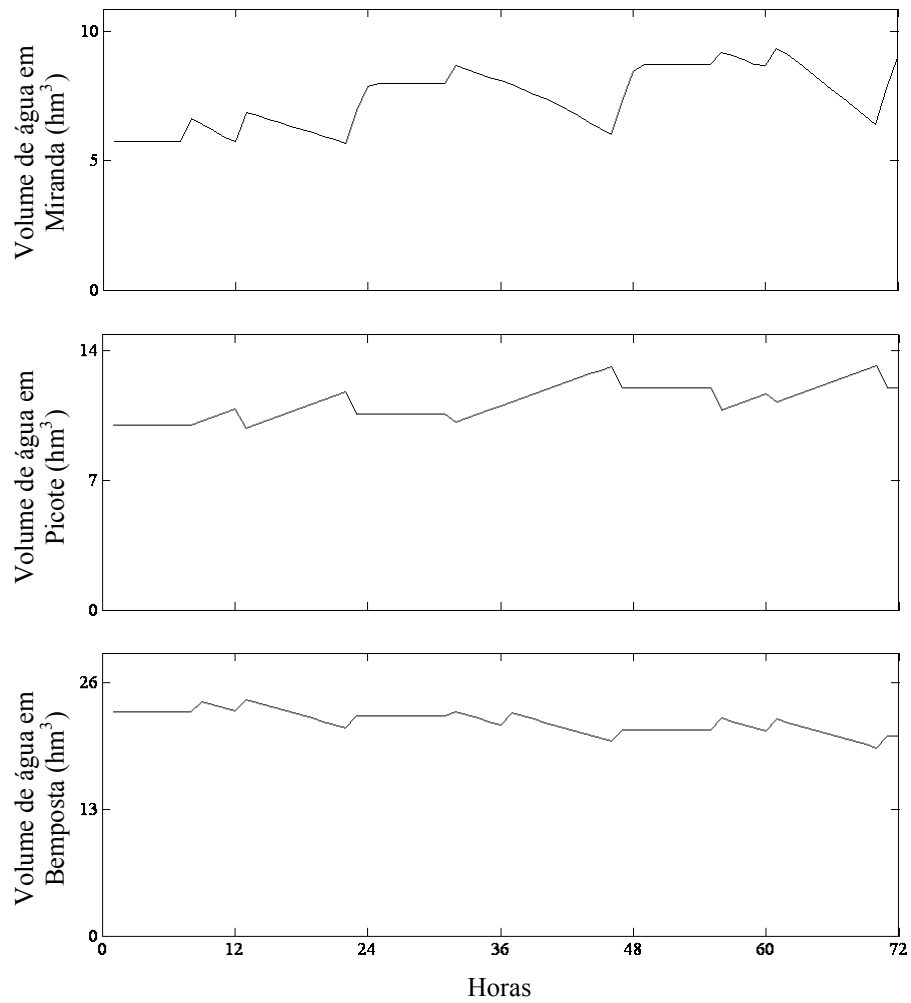


Fig. 5.20 Ilustração dos resultados da programação linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; volume de água em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.

5.2.2 Resolução com programação não linear em rede

Para a resolução do problema com três reservatórios, através da programação não linear em rede, foi utilizada a função *quadprog* existente na aplicação informática MATLAB. A seguir apresentam-se os *resultados* obtidos por simulação computacional, num PC com 256 Mb de memória e processador Intel Pentium III a 750 MHz, para o caudal de água turbinado e para o volume de água, em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.

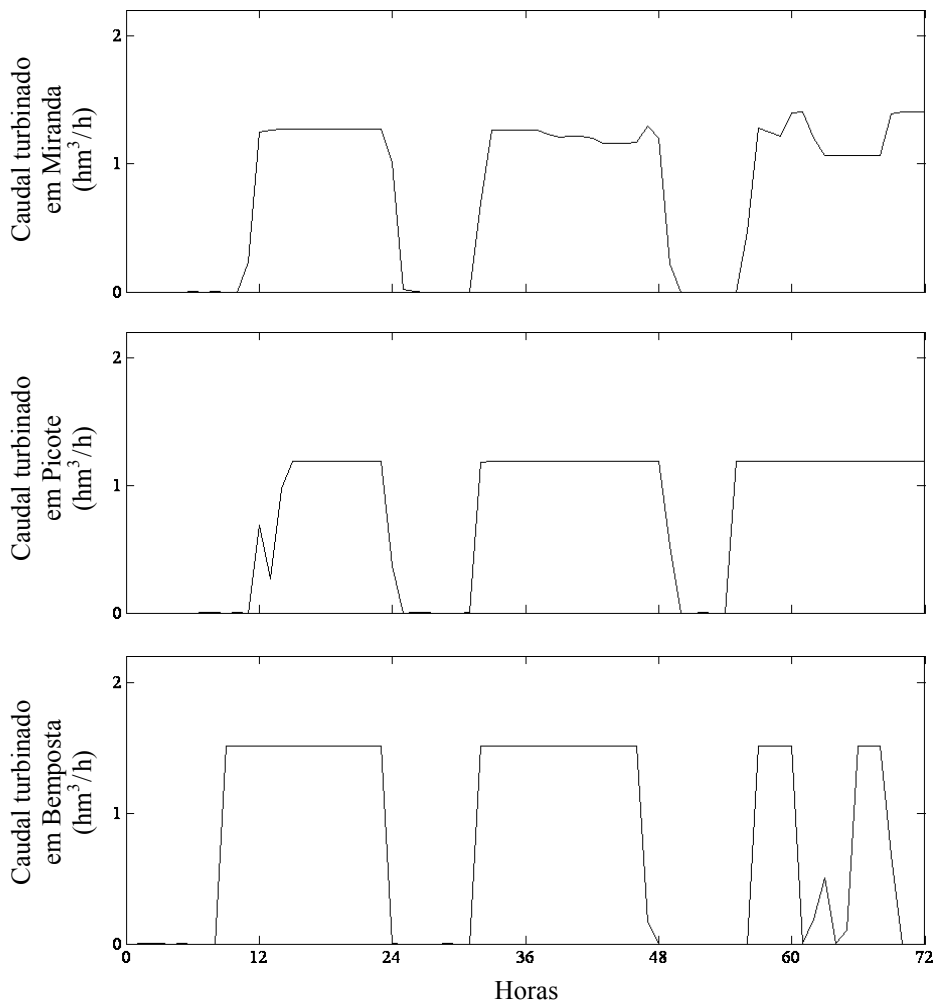


Fig. 5.21 Ilustração dos resultados da programação não linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; caudal turbinado em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.

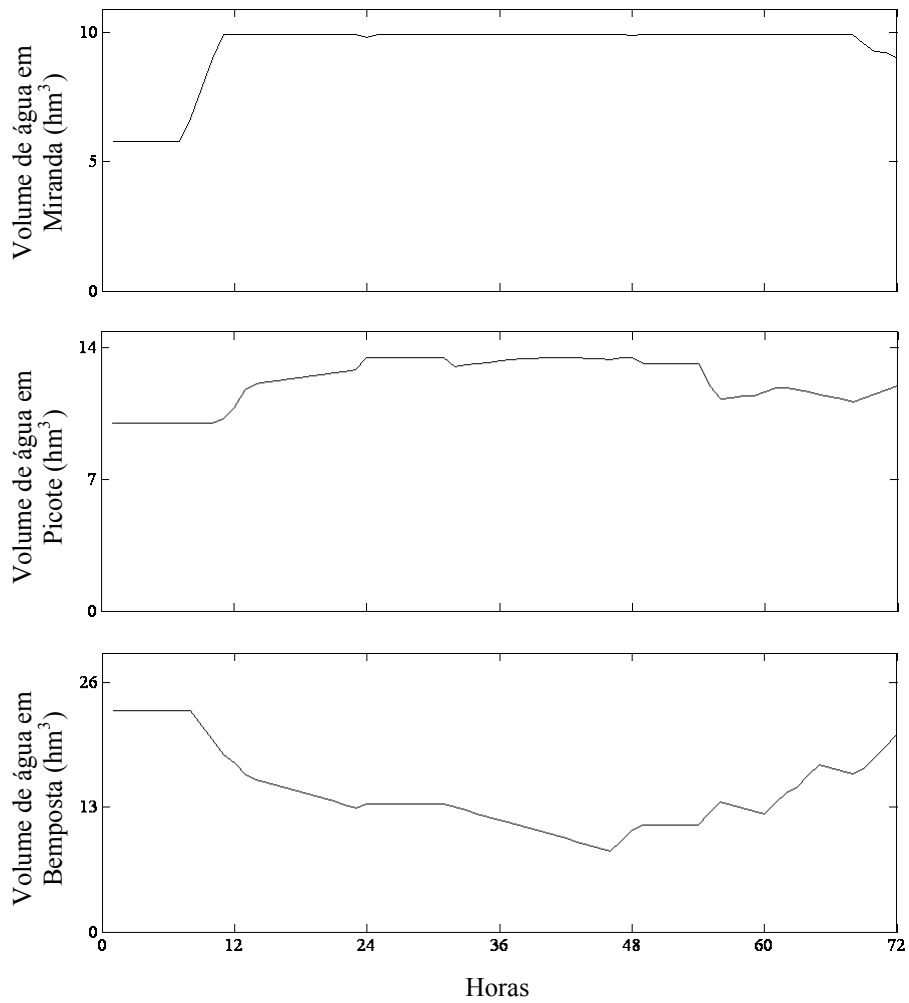


Fig. 5.22 Ilustração dos resultados da programação não linear em rede aplicada ao problema com três reservatórios; volume de água em cada um dos reservatórios, ao longo do horizonte temporal.

5.2.3 Análise comparativa de resultados

A seguir realiza-se uma análise comparativa dos *resultados* obtidos, com a aplicação de cada um dos métodos de optimização na resolução do problema com três reservatórios em cascata.

As nomenclaturas apresentadas na tabela referem-se, respectivamente, a:

- PLR – Programação Linear em Rede;
- PNLR – Programação Não Linear em Rede.

Tabela 5.2 Resultados obtidos para o problema com três reservatórios, com a aplicação de cada um dos métodos de optimização.

<i>Problema com três reservatórios</i>						
Reservatório	Métodos de optimização	Caudal turbinado médio (hm ³ / h)	Volume médio (hm ³)	Energia produzida média (MWh)	Benefício ou lucro total (€×10 ³)	Tempo de Computação (s)
<i>Miranda</i>	PLR	0.79	7.43	100.72	469.27	3
<i>Picote</i>		0.77	11.25	124.42		
<i>Bemposta</i>		0.80	21.98	127.93		
<i>Miranda</i>	PNLR	0.79	9.37	103.84	475.48	16200
<i>Picote</i>		0.77	12.22	130.06		
<i>Bemposta</i>		0.80	14.65	123.84		

Dos *resultados* obtidos para o problema com três reservatórios, conclui-se que:

- a programação linear em rede, nomeadamente a função *linprog* na aplicação informática MATLAB, apresenta uma rapidez de convergência muito superior à da programação não linear em rede; contudo, ao não considerar o efeito de queda, permite variações bruscas de volume e, deste modo, de altura de queda, não operando no ponto de operação óptimo de eficiência máxima, correspondente à maximização do volume de água;
- a programação não linear em rede, nomeadamente a função *quadprog* na aplicação informática MATLAB, permite a obtenção de um benefício superior ao verificado com a programação linear em rede; neste caso, procura-se beneficiar a altura de queda em Miranda e Picote em detrimento do último reservatório da cascata, isto é, de Bemposta, que é, dito assim, sacrificado, em virtude da maximização do valor da produção hidroeléctrica total; contudo, o tempo de computação é superior, uma vez que a função *quadprog* utiliza um algoritmo de média escala, dada a existência simultânea de restrições de igualdade e limites nas variáveis, enquanto que a função *linprog* utiliza com um algoritmo de grande escala.

CAPÍTULO

6

Conclusão

Neste capítulo enuncia-se uma síntese do estudo e apresentam-se as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida sobre o problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Apontam-se ainda algumas direcções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse relevante para a solução do problema.

6.1 Síntese do estudo e conclusão

No texto da tese foi estruturado o conjunto de contribuições consideradas mais significativas para a solução do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. As contribuições incidem sobre diversos aspectos do problema, designadamente sobre a sua formulação, na procura duma representação mais detalhada e realista do problema, e sobre a sua solução, ao considerar o efeito que a variação da altura de queda pode ter na eficiência de operação. Este efeito não linear conjuntamente com a configuração hidráulica em cascata torna o problema complexo e de grande dimensão. Assim, foi conduzida uma análise comparativa ilustrada, com base em resultados numéricos da simulação computacional, da aplicação de métodos de optimização baseados em programação dinâmica, programação linear em rede e programação não linear em rede, para um sistema hídrico com um reservatório e para o sistema hídrico do Douro Internacional com três reservatórios em cascata.

Procurou estruturar-se o conjunto de contribuições de forma a que:

- individualmente sintetizassem o conhecimento necessário para permitir uma clara percepção das vantagens e limitações associadas à utilização da programação dinâmica, da programação linear em rede e da programação não linear em rede, na solução do problema;
- no seu conjunto permitissem definir uma base sólida para o estudo e compreensão dos problemas de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos, no contexto dos métodos de optimização anteriores.

A experiência na solução do problema de planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos, com processos de cálculo automáticos para optimização, mostrou que:

- Um sistema de produção de energia eléctrica é um sistema complexo e de grande dimensão. As consequências económicas das decisões de planeamento operacional são muito importantes. Uma atitude racional que conduza a um custo de operação inferior, pode representar uma significativa vantagem num mercado competitivo para as empresas produtoras de energia eléctrica. É possível depositar grande confiança na qualidade das soluções obtidas com recurso a processos de cálculo automáticos para optimização, sendo que o uso exclusivo da perspectiva heurística baseada na experiência e criatividade dos engenheiros de planeamento operacional é manifestamente não adequado na actualidade.
- A programação dinâmica requer um elevado tempo de execução e uma grande capacidade de memória. Estas dificuldades evoluem de forma exponencial com a dimensão do problema, isto é, com o número de reservatórios e de intervalos de decisão considerados. Esta abordagem apenas é utilizada para resolver o problema aplicado a um reservatório, com a implementação de um programa na linguagem FORTRAN, pois a dimensão do problema para cascatas de reservatórios tende a ser tão grande que torna impossível a sua computação sem a aplicação de heurísticas. A programação dinâmica exhibe a vantagem de permitir a utilização de uma função objectivo não linear, nomeadamente quadrática. Deste modo é possível incluir o efeito de queda na resolução do problema com programação dinâmica. Neste caso, o reservatório é mantido a um volume próximo do seu máximo com o conseqüente benefício da altura de queda, turbinando as afluências, obtendo-se um lucro superior ao verificado com a programação dinâmica sem efeito de queda.

- O facto de uma cascata hídrica ter uma estrutura em rede, faz com que seja natural a utilização de métodos de programação linear em rede. A programação linear em rede tem vindo a ser cada vez mais utilizada, quer pela sua simplicidade, quer por conduzir a bons resultados. A programação linear caracteriza-se pelo facto de sempre encontrar solução para o problema ao qual é aplicada, desde que o problema seja bem formulado, para além de que, tipicamente, exhibe uma rápida convergência. Os resultados verificados, pela utilização da função *linprog* na aplicação informática MATLAB, mostram que a turbinagem atinge o máximo durante as horas em que o benefício de produção de energia eléctrica é mais elevado. Contudo, ao não considerar o efeito que a variação da altura de queda pode ter na eficiência de operação, permite variações bruscas de volume e, deste modo, de altura de queda, não operando no ponto de operação óptimo de eficiência máxima, correspondente à maximização do volume.
- Os níveis de água nos reservatórios podem variar ao longo do tempo e, deste modo, a altura de queda também irá ser sujeita a variação; como os sistemas hídricos considerados são constituídos por centrais a fio de água, o volume de água nos reservatórios é reduzido e a altura de queda pode variar rapidamente, tornando-se a eficiência de operação sensível à altura de queda – efeito de queda. Assim, a potência gerada é função não só do caudal turbinado mas também da altura de queda. Deste modo, torna-se necessária a utilização de programação não linear em rede. Os resultados verificados, pela utilização da função *quadprog* na aplicação informática MATLAB, mostram-se promissores, uma vez que se obtêm benefícios superiores aos verificados com os outros métodos de optimização. Contudo, o tempo de computação é superior, devido ao facto da função *quadprog* utilizar um algoritmo de média escala, dada a existência simultânea de restrições de igualdade e limites nas variáveis, contrariamente à função *linprog* que utiliza com um algoritmo de grande escala.

6.2 Perspectivas de desenvolvimento futuro

É possível estabelecer um conjunto de direcções de investigação interessantes, quer no âmbito desta dissertação, uma vez que a mesma não esgota os assuntos nela abordados, quer no que concerne a novas perspectivas, que a própria tese deixa antever, para futura investigação.

Assim, salientam-se as seguintes direcções de investigação:

- Na perspectiva de que é importante melhorar a solução que foi encontrada através do uso da programação não linear em rede, especificamente, através do uso da função *quadprog* na aplicação informática MATLAB, apresenta-se como interessante perseguir o estudo e desenvolvimento de novos algoritmos para resolução do problema de forma óptima.
- No seguimento do estudo iniciado nesta tese, apresenta-se como interessante estudar o comportamento de algoritmos de optimização não convexa na resolução do problema, nomeadamente, “*simulated annealing*”, “*tabu search*” e algoritmos genéticos, assim como métodos híbridos que combinem os métodos novos entre si e estes com os métodos de optimização tradicionais.
- Na perspectiva de minimizar o número de manobras de arranque e paragem dos grupos geradores dos sistemas hídricos, torna-se interessante considerar custos de arranque associados a cada unidade. De cada vez que uma unidade arranca, determina-se o número de horas que esta se mantém ligada, e calcula-se o custo de arranque a imputar a cada hora como sendo o custo de arranque da unidade dividido pelo número de horas em que a unidade se mantém ligada.

- Na perspectiva dos novos mercados emergentes de energia eléctrica, no âmbito da desregulação e reestruturação do sector eléctrico (a introdução de concorrência na geração de energia eléctrica, conjuntamente com a possibilidade dos consumidores poderem escolher a companhia fornecedora de energia), a optimização da exploração em sistemas hidroeléctricos pode resultar num problema de coordenação entre a produção própria e possíveis contratos de aquisição de energia em “*Pool*” (mercado competitivo e completamente desregulado, com despacho centralizado), uma vez que se pode beneficiar com a produção nas horas de ponta, comprando em “*Pool*” nas horas de vazio, o que possibilita uma maior rentabilização do recurso. A exploração de um recurso, neste novo enquadramento, obedece a critérios diferentes dos correntemente utilizados, o que acarreta alterações na forma de gerir o sistema hidroeléctrico, sempre difíceis de conseguir e implementar, por ser diferente da forma tradicional.

Referências Bibliográficas

- [1] Victor Manuel Fernandes Mendes
Planeamento da Gestão de Curto Prazo dos Recursos Produtores de um Sistema de Energia Eléctrica no Contexto da Operação
Dissertação para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, IST, Lisboa, Fevereiro 1994
- [2] Sílvio José Pinto Simões Mariano
Sistemas de Decisão Óptima em Coordenação Hidrotérmica para Planeamento Operacional
Dissertação para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica, UBI, Covilhã, Dezembro 2000
- [3] Luís António Fialho Marcelino Ferreira
Controlo em Sistemas de Energia Eléctrica
Instituto Superior Técnico, Setembro 1992
- [4] Pedro Manuel Santos de Carvalho
Convergência de Decisão na Gestão de Sistemas Estocásticos de Energia Hidro-Eléctrica
Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, IST, Lisboa, Junho 1994

- [5] L.A.F.M. Ferreira, T. Andersson, C.F. Imparato, T.E. Miller, C.K. Pang, A. Svoboda and A.F. Vojdani
“Short-Term Resource Scheduling in Multi-Area Hydrothermal Power Systems”
Electric Power and Energy Systems, Vol. 11, No. 3, July 1989
- [6] Arthur I. Cohen and Vahid R. Sherkat
“Optimization-Based Methods for Operations Scheduling”
Proceedings of the IEEE, Vol. 75, No. 12, December 1987
- [7] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg
Power Generation, Operation and Control
Wiley, 1996
- [8] Robert E. Larson and John L. Casti
Principles of Dynamic Programming
Marcel Dekker, Inc. / New York and Basel, 1967
- [9] S. J. P. Simões Mariano e L. A. F. Marcelino Ferreira
“Afectação de Unidades em Centrais Hídricas”
7.as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Madrid, Julho 2001
- [10] Christiano Lyra and Luís Roberto M. Ferreira
“A Multiobjective Approach to the Short-Term Scheduling of a Hydroelectric Power System”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, November 1995

- [11] B. G. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. Costa and M. V. F. Pereira
“Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992
- [12] Shi-Chung Chang, Chun-Hung Chen, I-Kong Fong and Peter B. Luh
“Hydroelectric Generation Scheduling with an Effective Differential Dynamic Programming Algorithm”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, August 1990
- [13] Sergio M. Amado and Celso C. Ribeiro
“Short-Term Generation Scheduling of Hydraulic Multi-Reservoir Multi-Area Interconnected Systems”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No. 3, August 1987
- [14] Thomas K. Siu, Garth A. Nash and Ziad K. Shawwash
“A Practical Hydro, Dynamic Unit Commitment and Loading Model”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 2, May 2001
- [15] Xiaohong Guan, Alva Svoboda and Chao-an Li
“Scheduling Hydro Power Systems with Restricted Operating Zones and Discharge Ramping Constraints”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999
- [16] Xiaohong Guan, Ernan Ni, Renhou Li and Peter B. Luh
“An Optimisation-Based Algorithm for Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded Reservoirs and Discrete Hydro Constraints”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997

- [17] Chao-an Li, Eric Hsu, Alva J. Svoboda, Chung-li Tseng and Raymond B. Johnson
“Hydro Unit Commitment in Hydro-Thermal Optimization”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997
- [18] Gary W. Chang, Mohamed Aganagic, James G. Waight, José Medina, Tony Burton, Steve Reeves and M. Christoforidis
“Experiences With Mixed Integer Linear Programming Based Approaches on Short-Term Hydro Scheduling”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, November 2001
- [19] Ziad K. Shawwash, Thomas K. Siu and S. O. Denis Russell
“The B.C. Hydro Short Term Hydro Scheduling Optimization Model”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August 2000
- [20] O. Nilsson, L. Soder and D. Sjelvgren
“Integer Modelling of Spinning Reserve Requirements in Short Term Scheduling of Hydro Systems”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 3, August 1998
- [21] P. E. C. Franco, M. F. Carvalho and S. Soares
“A Network Flow Model for Short-Term Hydro-Dominated Hydrothermal Scheduling Problems”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994
- [22] M. R. Piekutowski, T. Litwinowicz and R. J. Frowd
“Optimal Short-Term Scheduling for a Large-Scale Cascaded Hydro System”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994

- [23] Chao-an Li, Philip J. Jap and Dan L. Streiffert
“Implementation of Network Flow Programming to the Hydrothermal Coordination in an Energy Management System”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993
- [24] A. Johannesen, A. Gjelsvik, O. B. Fosso and N. Flatabo
“Optimal Short Term Hydro Scheduling Including Security Constraints”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol.6, 1991
- [25] Egill B. Hreinsson
“Optimal Short Term Operation of a Purely Hydroelectric System”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988
- [26] H. Brannlund, D. Sjelvgren and Janis A. Bubenko
“Short Term Generation Scheduling with Security Constraints”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, February 1988
- [27] P. Nordlund, D. Sjelvgren, M. V. F. Pereira and J. A. Bubenko
“Generation Expansion Planning for Systems with a High Share of Hydro Power”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No. 1, February 1987
- [28] H. Brannlund, D. Sjelvgren and N. Andersson
“Optimal Short Term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System based on a Nonlinear Network Flow Concept”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 1, No. 4, November 1986

- [29] V.M.F. Mendes, L.A.F.M. Ferreira e S.J.P.S. Mariano
“Short-Term Hydro Schedule with Head-Dependent Approach by a Nonlinear Model”
8º Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, Vilamoura, Algarve, Julho 2003
- [30] Sílvio Mariano, Victor Mendes e Luís Ferreira
“Sistemas de Informação para Suporte da Decisão de Curto Prazo em Cascatas Hídricas”
Conferência Científica e Tecnológica em Engenharia, ISEL, Maio 2002
- [31] Ernan Ni, Xiaohong Guan and Renhou Li
“Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded and Head-Dependent Reservoirs”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999
- [32] R. Naresh and J. Sharma
“Hydro System Scheduling Using ANN Approach”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, February 2000
- [33] S. O. Orero and M. R. Irving
“A Genetic Algorithm Modelling Framework and Solution Technique for Short Term Optimal Hydrothermal Scheduling”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998
- [34] Po-Hung Chen and Hong-Chan Chang
“Genetic Aided Scheduling of Hydraulically Coupled Plants in Hydro-Thermal Coordination”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996

- [35] R. H. Liang and Y. Y. Hsu
“Short-Term Hydro-Scheduling using Hopfield Neural Network”
IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 3, May 1996
- [36] R. H. Liang and Y. Y. Hsu
“Scheduling of Hydroelectric Generations using Artificial Neural Networks”
IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 5, September 1994
- [37] Doan Hoang Cau Thai
A New Evolutionary Optimisation Method for the Operation of Power Systems with Multiple Storage Resources
A Thesis submitted in fulfilment of the requirements of the degree of Master of Engineering, University of New South Wales, March 2000
- [38] Carlos Madureira
“Uma Visão sobre o Douro Que Futuro? ... O Confrangedor Presente?”
Ingenium, 2ª Série, N.º 66, Março/Abril 2002
- [39] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 2001
ERSE, Novembro 2002
- [40] Ana Rodrigues e João Faria
Despacho Hídrico
Trabalho Final de Curso, IST, Lisboa, Março 2000

- [41] S. J. P. S. Mariano e L. A. F. M. Ferreira
“Métodos de Optimização Aplicados na Determinação das Curvas Características de Centrais Hídricas”
V Congresso de Métodos Numéricos en Ingeniería, Madrid, Junho 2002
- [42] J.P.S. Catalão, S.J.P.S. Mariano, V.M.F. Mendes and L.A.F.M. Ferreira
“Short-Term Hydro Scheduling: A Comparison of Linear with Non-Linear Network Mathematical Programming”
Proceedings of the 3rd IASTED International Conference on Power and Energy Systems, Marbella, Spain, September 2003
- [43] J.P.S. Catalão, S.J.P.S. Mariano, V.M.F. Mendes e L.A.F.M. Ferreira
“Planeamento Operacional de Curto Prazo para uma Central Hidroeléctrica”
ENGENHARIA'2003 - Inovação e Desenvolvimento, UBI, Covilhã, Novembro 2003