



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Otimização da Exploração de Sistemas Hídricos Reversíveis em Cascata

Nelson Miranda Feliciano
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica

Orientadores:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Júri:

Presidente:

Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Novembro de 2016

Dissertação realizada em regime de coorientação sob orientação do

Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

e do

Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Respetivamente, Professor coordenador *c*/Agregação da
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação do

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

e

Investigador do Centro de Sistemas Inteligentes do

Instituto de Engenharia Mecânica da

UNIVERSIDADE DE LISBOA

Aos meus Pais

Resumo

Esta dissertação aborda o problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis com configuração em cascata. O objetivo desta abordagem é o de propor uma nova metodologia de otimização robusta baseada em programação linear inteira mista para resolver o problema abordado, visando maximizar o lucro esperado de um produtor hídrico, tomador de preços, participando em mercado de energia do dia seguinte pela venda de energia elétrica. As incertezas consideradas no problema de otimização correspondem aos preços de energia elétrica e à afluência de água aos reservatórios. Estas incertezas são modelizadas através de intervalos de previsão, permitindo a utilização da técnica de otimização robusta, sendo o coeficiente de robustez predominante nesta técnica de otimização utilizado para controlar o nível de conservadorismo da solução alcançada e para garantir uma solução admissível para o pior caso associado com as incertezas modelizadas. Na abordagem ao problema são também considerados três aspetos fundamentais que conduzem à necessidade de utilização desta metodologia aplicada à área da otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis com configuração em cascata. Os três aspetos são: i) regiões proibidas de funcionamento; ii) restrições de rampa; iii) custos de arranque das unidades. A consideração dos aspetos anteriores permite a não atuação em zonas proibidas de funcionamento e mitigar o desgaste dos equipamentos envolvidos na produção de eletricidade, diminuindo consequentemente os custos de manutenção. A afetação de unidades hídricas é descrita nesta metodologia recorrendo ao uso de variáveis binárias, que modelam o estado de funcionamentos das unidades. Um caso de estudo é apresentado, baseado num sistema hídrico reversível com configuração em cascata caracterizado pela independência espacial-temporal entre reservatórios, para comprovar a proficiência da metodologia proposta.

Palavras-chave

Incerteza assimétrica

Sistemas hídricos reversíveis

Otimização robusta

Programação linear inteira mista

Sistema de armazenamento de energia

Mercado de eletricidade

Abstract

This dissertation deals with the optimization problem of exploitation for pumped-storage hydro systems in cascade configuration. The goal of this addressing is to propose a new robust optimization methodology based on mixed integer linear programming to solve the problem addressed in order to maximize the expected profit of price-taker producer participating in a day-ahead electricity market by selling electricity in the market. The uncertainties considered in the optimization problem correspond to electricity prices and the water inflows to the reservoirs. These uncertainties are modelled using prediction intervals, allowing the use of the robust optimization technique, being the predominant budget of uncertainty in this optimization technique used to control the conservatism of the reached solution and to ensure an acceptable solution to the worst case associated for the modelled uncertainties. In the addressing to the problem are also considered three fundamental aspects that lead to the need to use this methodology applied to the area of optimizing the exploitation of pumped-storage hydro systems in cascade configuration. The three aspects are: i) forbidden regions of operation; ii) ramp restrictions; iii) the unit start-up costs. The consideration of the previous aspects allows not acting in operation prohibited regions and mitigate the wearing of the equipment involved in the production of electricity, thus reducing maintenance costs. The allocation of water units is described in this methodology using binary variables that model the operational state of the units. A case study is presented, based on a pumped-storage hydro system in cascaded configuration characterized by spatial-temporal interdependency between reservoirs, in order to demonstrate the proficiency of the proposed model.

Keywords

Asymmetric uncertainty
Pumped-Storage Hydro Systems
Robust optimisation
Mixed-integer linear programming
Energy storage system
Electricity market

Agradecimentos

Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador c/Agregação da Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho, orientação, compreensão, disponibilidade, amizade e pelas suas palavras de apoio e incentivo que foram essenciais durante o decorrer desta dissertação.

Ao Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho, Investigador no Centro de Sistemas Inteligentes do Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade de Lisboa, responsável como orientador em regime de coorientação científica, desejo expressar o meu agradecimento pela sua constante atitude positiva diante das minhas necessidades e limitações durante a execução do trabalho, pelo excelente e constante apoio durante todo o trabalho, pela sua opinião honesta e crítica que me levou mais além nesta dissertação, pela orientação competente, sincera e interessada, pela sua disponibilidade constante, apoio e amizade.

Um agradecimento especial à minha família, principalmente os meus pais, pelo incondicional incentivo e apoio.

Aos meus avós, que não puderam ver o neto a terminar esta etapa da sua vida, mas que com certeza ficaram contentes com o resultado alcançado.

Ao Ruben Anjos e ao Bruno Pinto que me acompanharam ao longo destes cinco anos de formação académica, quero expressar o meu enorme agradecimento.

A todos aqueles que contribuíram de forma direta ou indiretamente para a elaboração desta dissertação desejo ainda expressar o meu profundo agradecimento.

A todos, o meu sincero agradecimento.

Índice

Resumo	i
Palavras-chave	ii
Abstract	iii
Keywords	iv
Agradecimentos	v
Índice.....	vi
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Lista de Siglas	xi
Lista de Símbolos.....	xii
CAPÍTULO 1	1
1. Introdução.....	2
1.1. Enquadramento.....	2
1.2. Motivação.....	12
1.3. Estado da Arte	16
1.4. Organização do Texto	24
1.5. Notação.....	26
CAPÍTULO 2	27
2. MIBEL e Sistemas Hídricos	28
2.1. Introdução.....	28
2.2. Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL	29
2.2.1 Estrutura do MIBEL	31
2.2.2 OMIE – Pólo Espanhol	32
2.2.3 OMIP – Pólo Português	36
2.2.4 Gestão de Interligações – <i>Market Splitting</i>	39

2.3.	Central Hidroelétrica	40
2.3.1	Classificação dos aproveitamentos hídricos	44
2.3.2	Circuito hidráulico de uma central hídrica.....	53
CAPÍTULO 3		58
3.	Metodologias de Otimização	59
3.1.	Introdução.....	59
3.2.	Programação Linear Inteira Mista.....	61
3.3.	Fontes de Incerteza.....	63
3.4.	Otimização Robusta	67
CAPÍTULO 4		71
4.	Formulação do Problema.....	72
4.1.	Introdução.....	72
4.2.	Horizonte Temporal	73
4.3.	Modelo de Otimização	74
4.4.	Variáveis e Restrições	77
CAPÍTULO 5		94
5.	Análise do Caso de Estudo	95
5.1.	Introdução.....	95
5.2.	Descrição do Caso de Estudo	96
5.3.	Resultados do Caso de Estudo	103
CAPÍTULO 6		117
6.	Conclusão	118
6.1.	Contribuições	118
6.2.	Direções de Investigação.....	120

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Procura mundial de energia.....	2
Figura 1.2 – Produção anual de energia elétrica (GWh) a partir de fontes de energia renovável.....	7
Figura 1.3 – Potência instalada (GWh) a partir de fontes de energia renovável.....	8
Figura 2.1 – Esquema organizativo do MIBEL.....	31
Figura 2.2 – Central hidroelétrica genérica.....	41
Figura 2.3 – Princípio de funcionamento de um aproveitamento hidroelétrico.....	41
Figura 2.4 – Central fio de água situada em Belver.....	48
Figura 2.5 – Central fio de água situada em Belver.....	48
Figura 2.6 – Central de albufeira situada em Castelo de Bode.....	49
Figura 2.7 – Central de albufeira situada em Castelo de Bode.....	50
Figura 2.8 – Central de bombagem situada em Aguieira.....	51
Figura 2.9 – Central de bombagem situada em Aguieira.....	51
Figura 2.10 – Esquema funcionamento de um sistema ternário de eixo vertical.....	54
Figura 2.11 – Ábaco com a correspondência de uma turbina apropriada para se implementar no local face às características de queda bruta e caudal.....	57
Figura 3.1 – Incerteza da afluência de água modelada através de intervalos de previsão	64
Figura 3.2 – Incerteza dos preços de mercado modelada através de intervalos de previsão	65
Figura 4.1 – Caracterização do horizonte temporal de curto prazo.....	73
Figura 4.2 – Fases para a conceção de um modelo de otimização.....	75
Figura 4.3 – Configuração hidráulica em cascata.....	77
Figura 4.4 – Curvas de produção de energia.....	81
Figura 4.5 – Volume mínimo e máximo de água num reservatório.....	84
Figura 4.6 – Zona proibida em modo de funcionamento como turbina.....	85

Figura 4.7 – Zona proibida em modo de funcionamento como bomba.....	86
Figura 4.8 – SHR com três reservatórios em cascata.....	89
Figura 4.9 – Fluxograma do algoritmo proposto.....	93
Figura 5.1 – Sistema hidroelétrico com três reservatórios em cascata.....	96
Figura 5.2 – SHR com três reservatórios em cascata.....	104
Figura 5.3 – Incerteza da afluência de água modelada através de intervalos de previsão.....	106
Figura 5.4 – Incerteza dos preços de mercado modelada através de intervalos de previsão.....	107
Figura 5.5 – Lucro em função do parâmetro de robustez.....	108
Figura 5.6 – Lucro para os valores extremos do parâmetro de robustez.....	109
Figura 5.7 – Armazenamento dos reservatórios para valores extremos do parâmetro de robustez.....	110
Figura 5.8 – Afluência de água das centrais para valores extremos do parâmetro.....	111
Figura 5.9 – Caudal descarregado pelas centrais para valores extremos do parâmetro de robustez.....	114
Figura 5.10 – Curvas de oferta.....	115

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Sessões de mercado intradiário no MIBEL.....	35
Tabela 5.1 – Dados do SHR.....	105
Tabela 5.2 – Parâmetros de linearização das curvas de produção de energia.....	106
Tabela 5.3 – Número de restrições, variáveis contínuas, binárias e CPU.....	107
Tabela 5.4 – Resultados computacionais para o modelo PLIM robusto.....	113

Lista de Siglas

CPU	Tempo de Computação
ESE	Empresas de Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OMIP	Operador de Mercado Ibérico
PD	Programação Dinâmica
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
SHR	Sistema Hídrico Reversível

Lista de Símbolos

Índices, Parâmetros e Conjuntos

i, J	Índice e conjunto de segmentos de linearização por partes da curva de produção de energia
j, J	Índice e conjunto do reservatório
k, K	Índice e conjunto do período
$\delta_{j,i}^l$	Inclinação do segmento i da central j para a curva de produção de energia k com $l = 1,2,3$
$\underline{\Delta}_{j,k}, \overline{\Delta}_{j,k}$	Limites do desvio de $\hat{a}_{j,k}$ no período k
λ_k	Preço de mercado do dia seguinte no período k
$\underline{\lambda}_k, \overline{\lambda}_k$	Limites do preço de mercado do dia seguinte no período k
ψ_k	Parâmetro de robustez no período k
$\hat{a}_{j,k}$	Afluência média ao reservatório j durante o período k
$\underline{B}_j, \overline{B}_j$	Valores mínimo e máximo da água bombeada pela bomba j
$\underline{P}_j^{Bomb}, \overline{P}_j^{Bomb}$	Valores mínimo e máximo da energia consumida pela bomba j
$\underline{P}_j^{Turb}, \overline{P}_j^{Turb}$	Valores mínimo e máximo da energia produzida pela turbina j

Pt_j^l	Potência mínima da central j para a curva de produção de energia k com $l = 1,2,3$
R_j^{Turb}	Limite de rampa para a turbina j
R_j^{Bomb}	Limite de rampa para a bomba j
SU_j^{Turb}	Custos de arranque da central j como turbina
SU_j^{Bomb}	Custos de arranque da central j como bomba
$T_{j,i}$	Máximo de água turbinada j no segmento i
$\underline{T}_j, \bar{T}_j$	Valor mínimo e máximo da água turbinada pela turbina j
$\underline{V}_j, \bar{V}_j$	Valor mínimo e máximo do armazenamento do reservatório j
V_j^L, V_j^U	Nível superior e inferior do reservatório associado à central j para as curvas de produção de energia
$v_{j,0}$	Armazenamento do reservatório j no início do horizonte temporal
$v_{j,k}$	Armazenamento do reservatório j no final do horizonte temporal
W_j	Água necessária para o arranque da bomba j
Y_j	Água necessária para o arranque da turbina j

Variáveis contínuas

$b_{j,k}$	Caudal de água bombeado pela central j durante o período k
p_j^{Turb}	Potência gerada pela central j no período k
p_j^{Bomb}	Potência consumida pela central j no período k
$s_{j,k}$	Água descarregada pelo reservatório j durante o período k
$t_{j,k}$	Água turbinada pela central j durante o período k
$tl_{j,k,i}$	Fração de água turbinada para o segmento selecionado i da turbina j no período k
$v_{j,k}$	Armazenamento do reservatório j no fim do período k

Variáveis binárias

$d_{j,k}^1$	0/1 variável usada para a discretização da curva de produção de energia da central j no período k
$d_{j,k}^2$	0/1 variável usada para a discretização da curva de produção de energia da central j no período k
$m_{j,k}$	Paragem da bomba j no período k (1 se for desligado, 0 se de outro modo)

$n_{j,k}$	Arranque da bomba j no período k (1 se for ligado, 0 se de outro modo)
$r_{j,k}$	Decisão de cometer a bomba da central j durante o período k (0 se for ligado, 1 se estiver de outro modo)
$w_{j,k}$	Decisão de cometer a turbina da central j durante o período k (0 se for ligado, 1 se estiver de outro modo)
$x_{j,k}$	0/1 variável igual a 1 se a água turbinada pela turbina j excedeu o segmento i no período k
$y_{j,k}$	Arranque da turbina j no período k (1 se for ligado, 0 se de outro modo)
$z_{j,k}$	Paragem da turbina j no período k (1 se for desligado, 0 se de outro modo)

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma introdução ao problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis e são apresentadas as razões que motivaram a abordagem do tema da dissertação. É apresentada uma revisão bibliográfica aos métodos de otimização aplicados à resolução do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis de curto prazo. É descrita a forma como o texto está organizado e a notação utilizada na dissertação.

1. Introdução

1.1. Enquadramento

A energia elétrica é cada vez mais um dos bens essenciais na realização das várias tarefas constituintes da atividade humana, sendo a sua importância vital e indiscutível. Além disso, a energia elétrica contribui significativamente para o desenvolvimento da economia e bem-estar social, podendo dizer-se que toda a vida material está condicionada pelo seu uso. Atualmente a procura de energia elétrica aumenta em consequência da necessidade com a evolução da tecnologia, com o aumento da população mundial e com os processos de industrialização preponderantes para desenvolver e estimular o crescimento económico. No que respeita ao consumidor, o aumento da procura de energia elétrica está também associado com um aumento do nível de conforto na vida quotidiana. No que respeita ao produtor, o aumento da procura tem de ser respondido com um aumento de produção. A consideração do aumento da procura de energia elétrica leva a que seja importante desenvolver novas metodologias de otimização e de previsão capazes de responder de forma eficaz aos desafios que os sistemas de energia elétrica enfrentam e se aproximam cada vez mais. O aumento da procura de energia elétrica tem uma evolução da procura mundial de energia ao longo dos anos e uma previsão até ao ano de 2035 como é apresentada na Figura 1.1.

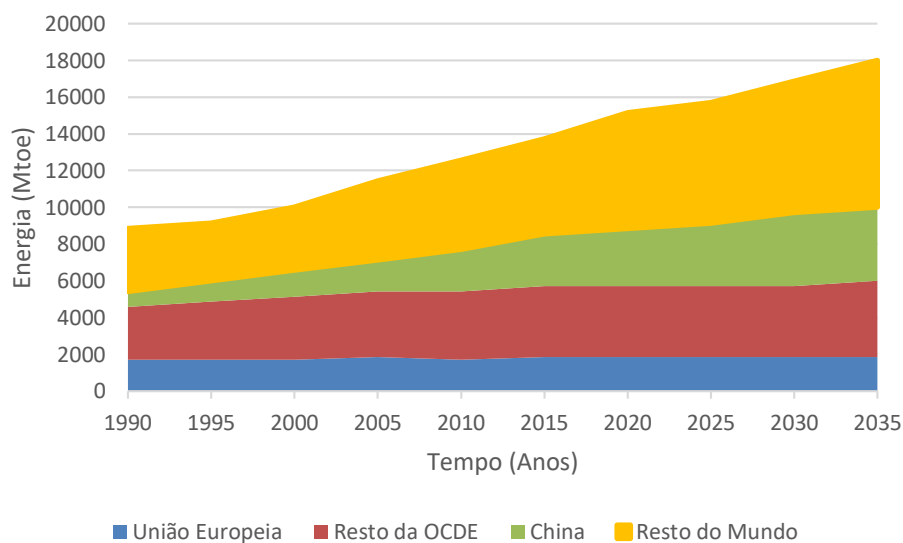


Figura 1.1 – Procura Mundial de Energia [1].

A Agência Internacional de Energia apresenta uma previsão da procura mundial de energia acima do ano de 2016 de cerca de 55% até 2030. Esta previsão tem como base a consideração do aumento da procura chinesa e indiana. Na próxima década, a China poderá ultrapassar os Estados Unidos da América como maior consumidor de energia elétrica [2].

A fim de evitar os danos que são imputados às alterações climáticas que têm sido registadas e que eventualmente podem atingir níveis perigosos, a comunidade internacional aceitou tomar medidas para que a temperatura média do planeta não aumente mais do que 2° C em relação aos valores registados na era pré-industrial. A União Europeia (UE) em consequência das medidas a tomar tomou como decisão que se proceda de forma a:

- reduzir as emissões dos Estados-Membros;
- incentivar grandes poluidores a mitigar os seus níveis de emissões;
- fazer face às consequências inevitáveis de um clima em mutação.

Um dos objetivos para estimular um crescimento que respeite o ambiente é tomar medidas contra as alterações climáticas. A procura crescente de tecnologias limpas é também considerada como uma oportunidade para modernizar a economia europeia, gerar crescimento e empregos “verdes”. Assim, a UE definiu que até ao ano 2020 devem ser atingidos os seguintes objetivos em matéria de clima e energia:

- reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) da UE em, pelo menos, 20% em relação aos níveis de 1990;
- aumentar para 20% a parte da energia proveniente de fontes de energia renováveis (FER) no consumo da UE;

- melhorar a eficiência energética a fim de reduzir em 20% o consumo de energia primária, em relação aos níveis previstos.

Em outubro de 2014, os líderes da UE adotaram novos objetivos em matéria de clima e energia para 2030, nomeadamente:

- reduzir em 40% as emissões de GEE em relação aos níveis registados em 1990;
- alcançar a quota mínima de 27% para a utilização de FER;
- aumentar para 27% da eficiência energética.

A longo prazo, estes esforços terão de ser significativamente intensificados para evitar alterações climáticas perigosas. Nesse sentido, a UE está empenhada em reduzir as suas emissões em 80% a 95% em relação aos níveis de 1990 até 2050, no contexto de um esforço coletivo dos países desenvolvidos.

O regime de comércio de licenças de emissão da UE é uma estratégia europeia de luta contra as alterações climáticas desde 2005 e tem permitido diminuir progressivamente as emissões provenientes da indústria ao menor custo. Este regime prevê reduzir todos os anos o limite máximo de emissões dos setores industriais com utilização intensiva de energia, como a produção de eletricidade, a siderurgia e a indústria do cimento. As empresas devolvem licenças por cada tonelada de dióxido de carbono que emitem, o que constitui um incentivo permanente para minimizarem as suas emissões [3].

Em Portugal no final da década de 80, com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, foram estabelecidas regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade. Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, veio estabelecer uma revisão do anterior normativo aplicável à produção de energia elétrica a partir de FER [4].

A publicação do Decreto-Lei n.º 189/88 veio incluir o Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Elétrica Integradas no Sistema Elétrico Independente Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis e o respetivo processo de remuneração pelo fornecimento de energia. O Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, permitiu estabelecer o regime de gestão da capacidade de receção da energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público [4].

Recentemente, o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, veio alterar o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, revendo os fatores para o cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN), definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis [4].

A Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996, estabeleceu regras comuns para o mercado interno da eletricidade e definiu os princípios da abertura à concorrência do setor europeu da eletricidade [5]. Esta diretiva deu origem à liberalização do setor elétrico, visando melhorar a eficiência das cadeias energéticas e aumentar a competitividade da economia [6].

Com a liberalização do setor elétrico surgiram alguns benefícios, tais como:

- Maior concorrência entre as empresas;
- Oferta de serviços complementares;
- Aumento tendencial do número de empresas.

As empresas devem gerir com racionalidade os recursos que controlam, ou seja, ter a preocupação com o parque de recursos que gerem.

O Protocolo de Quioto foi o primeiro acordo internacional de 1997, em Quioto, no Japão, que explicitamente pretendia limitar as emissões quantificadas de GEE dos países desenvolvidos. Tendo sido ratificado em 15 de março de 1999, Portugal ratificou o Protocolo de Quioto em 31 de maio de 2002 e entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005.

A União Europeia acordou numa redução global de 8% (definindo, ao abrigo do compromisso comunitário de partilha de responsabilidades, metas distintas para cada um dos seus Estados-Membros), ambicionando mitigar as emissões de GEE, em mais de 1% ao ano, desde 2012 a 2020.

A Portugal foi permitida que aumentasse em 27% as suas emissões e de acordo com os últimos dados, o aumento ficou pelos 19%, sem contar o efeito das florestas. Assim, Portugal conseguiu cumprir o Protocolo de Quioto. No caso do Protocolo de Quioto ser cumprido por todos os estados membros é expectável que a temperatura global reduza entre 1,4°C e 5,8°C até 2100 [7].

O Governo de Portugal estabeleceu linhas estratégicas para o setor da energia, estabelecendo a Estratégia Nacional para a Energia – ENE 2020 (aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril, que substitui a anterior Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro). As opções de política energética assumidas na ENE 2020 assumem-se como um facto de crescimento de economia, de promoção da concorrência nos mercados da energia, de criação de valor e de emprego qualificado em setores com elevada incorporação tecnológica.

A ENE 2020 assenta sobre cinco eixos principais que nela se desenvolvem e detalham um conjunto de prioridades e medidas que as permite concretizar:

- A ENE 2020 constitui uma agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira do País.

- Uma aposta nas energias e nas FER, a fim de obter delas 31% de toda a energia e 60% da eletricidade consumida em Portugal em 2020.
- Promoção da eficiência energética, consolidando o objetivo de redução de consumo da energia final em 20% até 2020.
- Assegurar a garantia da segurança de abastecimento de energia através da diversificação do “mix” energético.
- Sustentabilidade económica e ambiental, promovendo a redução de emissões e a gestão equilibrada dos custos e dos benefícios da sua implementação [8].

Durante o ano de 2015 foram instalados 579 MW de potência renovável, dos quais 452 MW correspondem a centrais hídricas. Em 2015, o peso da energia elétrica renovável atingiu 48,1% relativamente à produção bruta mais o saldo importador. De acordo com a metodologia da diretiva 2009/28/CE, que estabelece os objetivos a atingir em 2020, essa percentagem situou-se em 52,2% [9]. A produção anual de energia elétrica a partir de FER é apresentada na Figura 1.2.

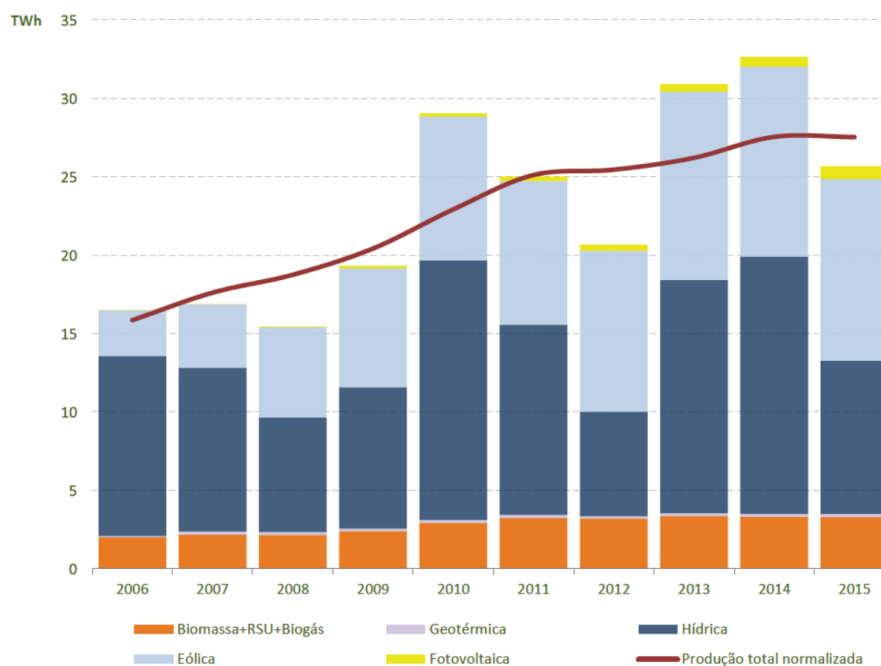


Figura 1.2 – Produção anual de energia elétrica a partir de FER

[9].

A Figura 1.2 mostra que a produção energia elétrica a partir de FER reduziu 40,3% na hídrica e 4,3% na eólica do ano de 2014 para o ano 2015. Além disso, salienta-se a forte quebra na produção de energia elétrica a partir de FER em 2012 devido à seca ocorrida nesse ano [9].

O aproveitamento dos cursos de água, para a produção de energia elétrica, é o melhor exemplo de sucesso de utilização de energias renováveis em Portugal. Nesse sentido, a energia hídrica é claramente uma das principais apostas do Governo para o futuro [9]. A potência instalada a partir de FER é apresentada na Figura 1.2.

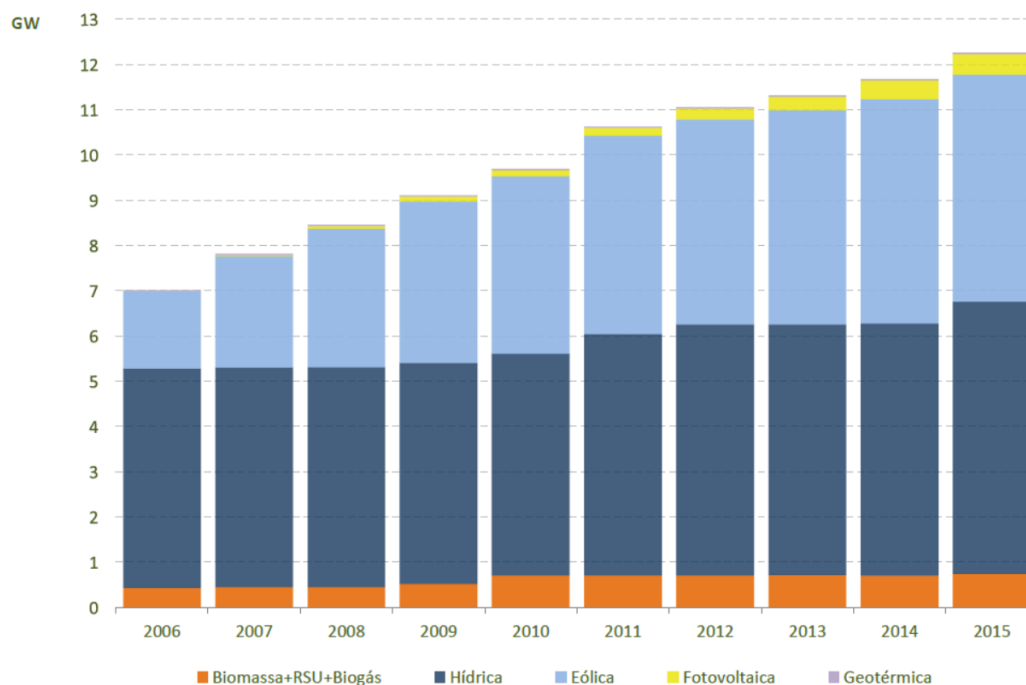


Figura 1.3 – Potência instalada a partir de FER [9].

As novas medidas de política energética na vertente das FER estabelecem um quadro de objetivos ambiciosos para 2020, objetivos estes que são relativos à potência hídrica a instalar em Portugal devido à necessidade de aumentar o contributo das renováveis “numa lógica de racionalidade económica e de livre iniciativa dos promotores”.

O planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica envolve a determinação de uma política que produza uma decisão para os níveis de utilização dos recursos hídricos com o objetivo de obter o melhor desempenho possível ao longo do horizonte temporal considerado e a maximização do valor da produção hidroelétrica total ao longo desse mesmo horizonte temporal.

O planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica, 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.

O planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica consiste em determinar uma sequência de decisões admissíveis para a otimização da exploração dos recursos energéticos disponíveis para a conversão energética, durante o horizonte temporal considerado, atendendo às restrições físicas e operacionais de cada recurso.

Um recurso sob o ponto vista de programação matemática pode abranger uma unidade, uma central, ou mesmo diversas centrais. O planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica pode ser dividido em duas grandes áreas:

- Médio e longo prazo – abrange um horizonte temporal compreendido entre um ou mais anos, tipicamente subdividido em períodos de uma semana ou de um mês. O planeamento é formulado por um problema estocástico, por exemplo, considera incerteza nos dados.
- Curto prazo – abrange um horizonte temporal compreendido entre um ou mais dias até uma semana, tipicamente subdividido em períodos de meia hora ou de uma hora. O planeamento é formulado por um problema determinístico. Quando o problema envolve incerteza nos dados, por exemplo na afluência aos reservatórios ou nos preços da energia elétrica, são usados os correspondentes valores previstos.

As consequências económicas das decisões de planeamento operacional são muito importantes. Uma atitude racional que propicie um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis, pode representar uma vantagem num mercado competitivo para as empresas produtoras de energia elétrica. A simulação computacional e os métodos de otimização permitem criar sistemas de informação com excelência para o suporte das decisões [10].

Esta dissertação aborda o problema de otimização robusta da exploração de sistemas hídricos reversíveis (SHR), considerando reservatórios com aflúências dependentes do reservatório a montante e, como tal, em cascata. Nos aproveitamentos a fio de água, a potência entregue tem que ser considerada como uma função dependente não só do caudal de água turbinado, mas também da altura de queda. Esta dissertação trata também a incerteza do preço de mercado e aflúência de água aos reservatórios por intervalos de previsão assimétricos, lidando com parâmetros incertos não só nas restrições, mas também na função objetivo. Além disso, é considerada uma técnica de linearização para modelar a altura de queda. Assim sendo para resolver o problema de otimização da exploração de sistemas hídricos, é usada programação linear inteira mista (PLIM), que considera não só a altura de queda, mas também os custos de arranque das unidades, as restrições de rampa, e as regiões proibidas de funcionamento.

As contribuições desta dissertação são:

- 1) Implementar uma metodologia de otimização robusta baseada em PLIM para o SHR, considerando não apenas o efeito de queda na produção de energia, mas também restrições de rampa, custos de arranque/paragem, regiões de operação descontínua;
- 2) Caracterizar a incerteza sobre os preços de mercado e a aflúência de água aos reservatórios modelado por intervalos de previsão assimétricos;

- 3) Avaliar o impacto da estratégia de licitação no mercado de eletricidade do dia seguinte que maximiza os lucros de um produtor de SHR para diferentes previsões de valores de incerteza.

Assim, o uso da PLIM e otimização robusta permitirá abrir uma nova área de investigação no que concerne à resolução do problema de otimização da exploração de recursos hídricos.

1.2. Motivação

Um dos desafios mais importante que enfrentamos hoje são as alterações climáticas. Uma das formas de reduzir as emissões dos GEE é utilizar mais energias renováveis, como a eólica, a solar e a hídrica. Estas proporcionam um abastecimento inesgotável de energia, ao contrário dos combustíveis fósseis, que um dia acabarão e ao contrário da combustão dos combustíveis fósseis nas centrais elétricas, a produção de eletricidade a partir de FER não produz GEE.

O desempenho energético tem um impacto muito importante na competitividade da economia, razão pela qual é essencial continuar a investir neste setor de forma a, nomeadamente, torná-lo mais competitivo e sustentável.

Portugal, atendendo às suas condições naturais, deve estar na vanguarda da promoção das FER no consumo final de energia. Para tal, o Governo pretende:

- Reavaliar o Plano Nacional de Barragens, no que diz respeito às barragens cujas obras não se iniciaram;
- Incentivar o desenvolvimento de mini-hídricas (com pouco impacto ambiental e bastante potencial para, de forma disseminada pelo território, revitalizar o setor da construção), preferencialmente dotadas de sistemas de bombagem reversível (para armazenamento de energia);
- Aproveitar o facto de Portugal ter o território da UE com maior número de horas de exposição solar e bastante vento, atraindo projetos de centrais solares e/ou eólicas cuja quota de renováveis se destine exclusivamente a outros Estados-Membros (designadamente por via do reforço das interligações);

- Lançar, em parceria entre o Estado e as autarquias locais, um programa de microgeração em estabelecimentos públicos (escolas, centros de saúde, equipamentos desportivos, quartéis, esquadras, mercados, etc.), designadamente a partir da energia solar. O investimento inicial ficará, em grande medida, a cargo de empresas de serviços energéticos (ESE), as quais serão remuneradas ao longo de vários anos, em função das receitas obtidas com a venda da eletricidade produzida. Serão negociadas com a banca linhas de crédito dedicadas, com condições especiais, a que as ESE poderão recorrer para financiar a instalação dos equipamentos de microgeração;
- Fomentar a produção descentralizada de energia renovável, sem necessidade de subsídio, seja para autoconsumo, seja para venda à rede a preços de mercado. A fim de tornar esta opção mais atrativa, mas ainda sem custos para o sistema, será admitida a possibilidade de, no regime de autoconsumo, a energia em excesso injetada na rede compensar os consumos de eletricidade em horas de vazio;
- Promover a agregação (*pooling*) virtual de produtores-consumidores de energia, relativamente a centrais dedicadas de minigeração de eletricidade a partir de FER, sem qualquer subsídio tarifária e, portanto, sem onerar o sistema elétrico;
- Fomentar a instalação de painéis solares para aquecimento de água (solar térmico);
- Incentivar a utilização de biomassa florestal, designadamente proveniente de resíduos, limpezas ou desbastes, não só para diversificar as FER, mas também como forma de contribuir para a sustentabilidade da floresta portuguesa e a prevenção de incêndios;

- Avaliar e testar o potencial de produção de energia renovável (designadamente eólica) em áreas *offshore*.

Ao contrário da ideia propalada, energia limpa (produzida a partir de FER) não é, necessariamente, sinónimo de tarifas mais caras. Uma parte considerável dos Custos de Interesse Económico Geral, que encarecem a tarifa da eletricidade, não está relacionada com a produção de eletricidade a partir de FER [11].

De resto, uma política hostil às energias renováveis não levou à redução do preço da eletricidade, nem tão-pouco à redução do défice tarifário. Pelo contrário, não obstante a retórica austeritária e de redução de custos, o défice tarifário aumentou nos últimos quatro anos, superando já os 5 000 milhões de euros. O Governo demonstrará que é possível aproveitar o enorme potencial endógeno de produção de energia renovável sem aumentar as tarifas pagas pelos consumidores e, em acréscimo, reduzindo progressivamente o défice tarifário.

O aumento da integração da conversão de energia renovável na Europa na matriz energética europeia é uma forma sustentável para alcançar os objetivos 20-20-20 delineados pela Comissão Europeia [12].

O desenvolvimento significativo da conversão da energia eólica e solar em toda a Europa ocorreu devido ao incentivo fiscal favorável e a outra política energética na última década [13]. No entanto, a intermitência e a incerteza associada à geração de energia eólica e solar representam um novo desafio operacional no sistema de energia elétrica.

A fim de acomodar a geração de energia eólica e solar e a proteção contra riscos associados às incertezas, o sistema de energia elétrica precisa de se tornar mais flexível por forma a assegurar o equilíbrio entre a produção e o consumo. Uma maneira de iniciar essa flexibilidade é através do uso de SHR [14], aproveitando uma central mais rentável, de alta eficiência, capaz de iniciar-se rapidamente e permitindo

ajustes rápidos à saída. Assim, os SHR podem contribuir para o controlo automático de produção, resposta na regulação de frequência primária e atuação rápida na reserva de regulação [15].

Portugal, Espanha, e outros países têm uma capacidade instalada significativa em larga escala de SHR na sua matriz energética. Por exemplo, em Portugal, a capacidade de SHR instalada é de 1 343 MW, corresponde a 23,2% da capacidade total instalada de energia hídrica em 2014 [16].

Muitos destes sistemas hídricos são do tipo fio de água, caracterizados por uma eficiência de operação que é altamente dependente do efeito de queda [17]. Assim, o efeito de dependência da queda é crucial para o problema de otimização da exploração de SHR.

A dependência do efeito de queda juntamente com a configuração hidráulica em cascata aumenta a carga computacional do problema e o número de variáveis. Apesar da capacidade hidroelétrica instalada, Portugal tem vindo a reforçar o potencial hidroelétrico em SHR, reforçando a importância da matriz energética global juntamente com os sistemas de energia eólica e solar. A energia hídrica tende a ser dominante, como acontece no Brasil [18] ou na Noruega [19], gerar ou bombear em períodos de condições económicas favoráveis.

A exploração de SHR e a estratégia de oferta de energia no mercado de eletricidade é de interesse primordial para pesquisa e desenvolvimento. Assim, esta dissertação tem como principal motivação aplicar todas estas técnicas de programação por forma a otimizar os recursos hídricos e assim dar um contributo para promover a utilização de FER, com especial enfoque na exploração de sistemas hídricos, permitindo aumentar a diversificação da matriz energética em Portugal.

1.3. Estado da Arte

Em [20] é afirmado que a programação dinâmica é um método matemático de otimização que tira partido do carácter sequencial que as decisões sobre um sistema podem assumir, sendo o teorema de Bellman o fundamento básico para este método. Caso o problema tenha uma fraca coesão sob o ponto de vista sequencial, sendo necessário recorrer a um grande número de estados em cada estágio para descrever de modo aceitável o comportamento, então os requisitos envolvidos na computação fazem baixar significativamente a eficácia desta técnica, designando por maldição da dimensão esta baixa significativa.

Em [21] é afirmado que a programação dinâmica é uma técnica computacional de otimização apoiada no princípio da otimalidade, sendo as soluções obtidas por um processo regressivo, trabalhando o problema do fim para o princípio. Assim, a dificuldade é reduzida uma vez que se decompõe o problema numa sequência de problemas intercalares mais simples.

Em [22] é afirmado que a programação dinâmica foi uma das metodologias utilizadas para a resolução de problemas de otimização de recursos hídricos. Mas a programação linear apresenta melhor adaptação ao problema.

Em [23] é afirmado que a aplicação direta da programação dinâmica a exploração de recursos hídricos em cascata é impraticável, devido à dimensionalidade do problema, permanecendo ainda quando se trate de resolver problemas cuja dimensão não impeça à sua utilização.

Em [24] é afirmado que a desvantagem da programação dinâmica reside no facto de que, para problemas reais com um número de grupos e de períodos, estádios, elevados, a aplicação ocasiona tempos de execução in comportáveis. Uma forma de

contornar esta situação consiste em considerar, em cada período, apenas um número limitado de sub-trajectórias com menos custo, ignorando as restantes, isto diminui o número de avaliações bem como o tempo de execução, mas deixa de ser garantida a solução ótima.

A Literatura Técnica abordou significativamente o problema de programação ótima de SHR através da modelização determinística resolvido por programação dinâmica (PD). A PD é flexível, mas tem uma limitação conhecida pela “maldição da dimensionalidade”. Assim a PD limitou a aplicação prática, por exemplo na programação de uma única central hidroelétrica, como em [25], mas não é praticável para sistemas hídricos em cascata [26].

Em [27, 28], o Relaxamento de Lagrange é aplicado para resolver o problema de programação em unidades hídricas. Embora possa superar a limitação anterior, não conduz necessariamente a uma solução viável, o que implica um tratamento posterior para satisfazer as restrições violadas de modo a encontrar uma solução viável, que não garante a solução ótima.

Métodos de inteligência artificial baseada em evolução diferencial [29], algoritmo cultural [30], algoritmo imunológico [31] e variantes de otimização por enxame de partículas [32] têm sido aplicadas, a maior limitação dos métodos de inteligência artificial relativos à possibilidade de se obter uma solução perto de um ótimo global é uma desvantagem. Além disso, a formulação do problema para um produtor hídrico relatado em [30, 31] considera apenas a geração de energia como uma função linear de água turbinada, o que implica que a dependência da queda seja ignorada.

Em [33] é afirmado que a programação linear foi proposta como uma alternativa à programação dinâmica tendo despertado interesse nos investigadores pelo facto de uma cascata hídrica ter uma estrutura que pode ser matematicamente modelada por uma rede de fluxos, o que torna esta alternativa apropriada ao problema de otimização da exploração de recursos hídricos.

Em [23] é afirmado que a programação linear tem sido bastante aplicada em problemas de otimização de recursos hídricos, contudo apresenta a desvantagem de não permitir a consideração correta das curvas características de potência entregue *versus* caudal de água turbinado para as centrais hídricas, tipicamente curvas não lineares e não convexas. Outra desvantagem é o facto de considerar que a produção de eletricidade é linearmente dependente do caudal de água turbinado, desprezando as variações de queda para evitar não linearidades do problema.

Em [34] é afirmado que na programação linear todas as relações matemáticas entre as variáveis são funções lineares, assim sendo, qualquer ponto ótimo local é um ótimo global.

Em [35] é afirmado que a programação linear possibilita acomodar várias restrições, tais como, o balanço da água para cada reservatório, limites mínimos e máximos do volume de água nos reservatórios, e tempo de trânsito hídrico, bem como proporcionar códigos eficientes e robustos, comercializados e facilmente à disposição dos utilizadores.

Em [36] é afirmado que grande parte dos problemas reais são não lineares, nomeadamente fenómenos económicos e físicos que envolvem relações observadas empiricamente, tais como as variações não proporcionais em custos, resultados de processos e características de qualidade ou mesmo relações deduzidas estruturalmente tais como fenómenos físicos deduzidos matematicamente.

Em [37] é afirmado que a programação não linear envolve cálculos muito mais complexos comparativamente à programação linear o que torna o algoritmo de otimização de resolução lenta e demorosa e obriga a uma grande disponibilidade ao nível de memória computacional. Outra desvantagem deste tipo de programação reside no facto de ao funcionar com recuso ao cálculo de derivadas, poder ficar preso em ótimos locais.

Em [38] é afirmado que a programação não linear tem bastantes vantagens em relação à programação linear. Num recurso hídrico a potência entregue tem que ser considerada função não só do caudal de água turbinado, mas também da altura da queda, isto implica a utilização da programação não linear pois esta proporciona relações entre as diversas grandezas de maneira mais precisa e realista. Com este tipo de programação o produtor consegue obter um maior lucro comparativamente à programação linear uma vez que o efeito de variação da queda não é desprezado.

Em [39] é afirmado que a programação não linear pode ser subdividida em classes determinísticas ou estocásticas. No método determinístico, a solução é obtida através da pesquisa do ótimo usando técnicas bem definidas da otimização. Este método é recomendado para problemas com funções contínuas e convexas. Nos métodos estocásticos, a busca da solução é realizada através de regras de probabilidade, que permitem que a solução se distribua não só em torno da solução global como também em outras regiões do espaço de soluções.

Em [40] é afirmado que um problema de operação de um sistema hídrico apresenta uma estrutura não linear inteira mista, o que torna bastante difícil de resolver recorrendo aos modelos matemáticos existentes. No entanto, com as novas técnicas de resolução de problemas de programação linear inteira mista, os programas têm atingido elevados níveis de eficiência, não só em termos de precisão bem como com baixos e bons tempos de computação.

Em [41] é afirmado que o esforço computacional inerente à utilização destes modelos aumenta com o número de variáveis inteiras. Como tal, quando se pretende obter uma solução com maior precisão ou envolvendo um maior número de variáveis, este método é ineficaz para este tipo de problemas devido ao esforço de computação.

Em [42] é afirmado que recentemente, a metodologia baseada em otimização linear inteira mista foi utilizada para a resolução do problema de otimização da exploração de recursos hídricos, usufruindo das vantagens da programação linear e,

simultaneamente, permitindo considerar a existência de zonas proibidas, isto é, valores de potência para os quais não se pode manter a turbina hídrica em funcionamento. No entanto a discretização das curvas características de potência entregue *versus* caudal de água turbinado, utilizada nesta metodologia para considerar as variações da altura de queda, requer um incremento significativo na capacidade de memória e no tempo de computação.

O método de programação linear inteira mista (PLIM) tem sido aplicado com sucesso para resolver problemas de programação ótima de SHR [43]. PLIM é um dos métodos explorados de maior sucesso para programação hídrica. A relação não linear entre a potência de saída da central, a água turbinada e o caudal podem ser incorporados em PLIM por uma estimativa seccionalmente linear [44]. Além disso, a solução pode ser encontrada dentro de um tempo de computação aceitável com alta precisão [45].

Recentemente, modelação estocástica através de um conjunto de cenários tem sido introduzida para permitir a maximização do lucro, minimizando os riscos financeiros [46, 47]. Em [48-50], são propostos modelos PLIM estocásticos para maximizar o lucro esperado de produtores hídricos.

A resolução de problemas que envolvem a incerteza nos dados, diferentemente da programação determinística, onde se supõe que os parâmetros do problema são conhecidos sem incerteza, exige o recurso a técnicas de programação estocástica. Para modelizar um problema de programação estocástica, cuja incerteza é representada por uma árvore de cenários, devem ser conhecidas as realizações futuras de todas as variáveis aleatórias envolvidas no problema, ou então, gerar cenários de forma sistemática [51].

Na formulação da programação estocástica, cada parâmetro incerto constitui uma variável aleatória. Uma variável aleatória cujo valor evolui ao longo do tempo é conhecida como um processo estocástico. A evolução do valor dos preços de mercado da energia elétrica ao longo do dia é um exemplo de um processo estocástico [51].

Uma das desvantagens associadas à programação estocástica é a necessidade de considerar um elevado número de cenários para representarem adequadamente a incerteza dos parâmetros. A consideração de um elevado número de cenários aumenta o tamanho do problema e, conseqüentemente, aumenta a complexidade computacional.

Esta é uma desvantagem que limita a aplicação da programação estocástica para resolver casos práticos com um elevado número de parâmetros incertos, bem como a necessidade de o decisor ter boas estimativas das probabilidades associadas a cada cenário.

Embora os modelos estocásticos forneçam uma abordagem eficiente para enfrentar a incerteza de dados [51], existem limitações práticas: a complexidade para obter distribuições de probabilidades precisas de parâmetros incertos, já que a informação adquirida não é adequada [52] e o grande número de cenários necessários para garantir uma solução de alta qualidade, o que implica um elevado tempo computacional.

Outra maneira de lidar com a incerteza é através intervalos de previsão, que pode ser mais vantajoso do que geração de cenários [53]. Um modelo atrativo para explorar intervalos de previsão é a otimização robusta [54].

A otimização robusta não precisa de uma distribuição de probabilidade de parâmetros incertos, porque apenas os intervalos de previsão são necessários para estes parâmetros [55], permitindo que o problema seja tratável.

Um estudo realizado em [56] usa intervalos de previsão para descrever os parâmetros de incerteza, usando otimização robusta [57] para encontrar a solução ótima com o conservadorismo, ou seja, o nível de mudança está dentro dos limites de incerteza. Um estudo de gestão de risco [56] é efetuado tendo em consideração otimização robusta contra programação estocástica apoiado por medidas de risco. Apesar de a otimização robusta ser menos flexível do que a programação estocástica no que diz respeito a matéria de gestão de risco, os requisitos computacionais são significativamente inferiores em favor da otimização robusta.

Um estudo em [57] expões a eficácia e a ampla aplicabilidade da otimização robusta. Um estudo em [58] usa intervalos de previsão de preços para curvas de oferta de produção de um produtor de preço de mercado no mercado de eletricidade do dia seguinte usando PLIM. Este estudo assume que a incerteza de preços está dentro do limite de um intervalo simétrico.

Um estudo realizado em [59] sobre o compromisso da unidade com restrições de segurança propõe um modelo robusto de adaptação de dois estágios com incerteza na injeção nodal da rede.

Um estudo realizado em [55] sobre a programação ótima de um produtor térmica-hídrica numa rede inteligente utiliza apenas intervalos de previsão de preços de mercado dentro de um modelo robusto. Este estudo assume que o intervalo de previsão está ligado simetricamente em torno do valor médio. No entanto esta hipótese é apenas satisfatória quando a distribuição de probabilidade incerta é simétrica ao longo do intervalo. Assim, a aplicabilidade prática do modelo pode ser afetada.

A ausência de modelos para resolver o problema de programação ótima de SHR que consideram simultaneamente intervalos de previsão para combater os preços de mercado e a incerteza da afluência de água aos reservatórios é notável na maioria da literatura [17, 25, 43, 44, 55], implica menos problemas tratáveis. Além disso, a

robustez e as curvas de oferta são ignoradas. Particularmente, em [44] apenas um reservatório é considerado, não lidando com as dificuldades de tratabilidade do problema.

1.4. Organização do Texto

Esta dissertação está organizada em seis capítulos distintos. No capítulo 2 é feito um enquadramento geral do MIBEL e são apresentadas as principais características de exploração de sistemas hídricos. No capítulo 3 são apresentadas metodologias de otimização aplicadas usadas na resolução do problema em estudo. No capítulo 4 é apresentada a formulação matemática do problema de otimização da exploração de recursos hídricos reversíveis. No capítulo 5 é descrito o caso de estudo e são apresentados os resultados obtidos. No capítulo 6, a dissertação finalizar-se-á com as conclusões e as possíveis direções de investigação que poderão ser implementadas como continuação desta investigação. Apresenta-se a seguir uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é feito um enquadramento geral ao Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL e são apresentadas diferentes tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia hídrica, as suas vantagens e desvantagens, sendo também descrito o funcionamento de uma central hidroelétrica. São apresentadas e descritas as principais características associadas com a exploração de sistemas hídricos.

No Capítulo 3 são apresentadas as metodologias de otimização aplicadas para o suporte de decisões do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata a curto prazo. Para a resolução do problema, este estudo assenta em metodologias de otimização baseadas em programação linear inteira mista e otimização robusta.

No Capítulo 4 é realizada a formulação do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis. É referido o horizonte temporal escolhido e mencionadas as fases elementares para conceber o modelo de otimização. São descritas as variáveis, as restrições do problema e a função objetivo.

No Capítulo 5 é realizada a abordagem ao caso de estudo considerado nesta aplicação, um caso de estudo com três reservatórios. É aplicada a formulação matemática já anteriormente abordada, particularizando o modelo matemático que fundamenta o presente estudo. Seguidamente é testada a metodologia proposta para a resolução do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis. São apresentados e comparados os resultados de simulação computacional, variando o parâmetro de robustez, relativos à aplicação da metodologia do problema considerando intervalos de incerteza para a afluência de água e para os preços de mercado.

E por fim, no Capítulo 6 é enunciada a síntese do trabalho e são apresentadas as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida para a resolução do problema da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata. São, ainda, apontadas algumas direções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse relevante para a solução do problema.

1.5. Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de informação numérica por ordem crescente entre parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos [].

CAPÍTULO

2

MIBEL e Sistemas Hídricos

Neste capítulo é feito um enquadramento geral ao Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL e são apresentadas diferentes tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia hídrica, as suas vantagens e desvantagens, sendo também descrito o funcionamento de uma central hidroelétrica. São apresentadas e descritas as principais características associadas com a exploração de sistemas hídricos.

2. MIBEL e Sistemas Hídricos

2.1. Introdução

Já na antiguidade, desde há muitos anos que a civilização utiliza a força da água para diversos fins e mostrava um peculiar interesse pela mesma e uma prova deste facto é que a maior parte da população se concentrava junto às margens dos rios. Este recurso era de tal forma importante que se chegaram a desenvolver diversas disputas entre as nações por causa da água dos rios pois, de facto, a água é um recurso valiosíssimo para a humanidade, sendo parte fulcral das mais diversas atividades desde a alimentação à produção de energia.

Os nossos antepassados usavam a força da água dos canais para fazerem mover as pás de madeira de moinhos pela corrente, pás essas acopladas a uma mó, permitindo assim desta forma moer o cereal. De forma semelhante, usava-se a água também para fazer trabalhar várias máquinas como as rodas de água, mas a ambição da humanidade aliada à tecnologia desenvolveu várias formas de aproveitamento da água, entre elas, a produção de energia através das barragens.

Após a invenção do primeiro gerador elétrico e do desenvolvimento de turbinas mais eficientes, no século XIX, começa-se a produzir energia hidroelétrica em centrais de pequena e média dimensão com o intuito de alimentar as redes elétricas locais e regionais. Mas face à necessidade de produzir mais energia, no início do século XX, surgiram centrais hidroelétricas de grandes dimensões. Em meados do século XIX, mas já com um atraso em relação ao estrangeiro, Portugal começaram a revelar interesse em gerar energia através da água dos rios, procurando assim diminuir a dependência do país em combustíveis. Começou-se a investir em experiências na produção de energia e, em pouco tempo, começaram a surgir empresas de produção e distribuição de energia elétrica, sendo a Central de Lindoso a mais antiga de Portugal fundada em 1922 [60].

2.2. Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

O Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL) resultou de uma iniciativa conjunta entre os Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países, sendo um passo muito importante não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível Ibérico, mas também a nível Europeu, de modo a construir o mercado interno de eletricidade. Com a concretização do MIBEL, torna-se possível a qualquer consumidor Ibérico a compra de energia elétrica num regime de livre concorrência a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha [61].

O MIBEL tem então como principais finalidades [62]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade de Portugal e Espanha, através da integração dos sistemas elétricos dos dois países;
- Estruturar o funcionamento do mercado baseando-se em princípios como o da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Facilitar o desenvolvimento do mercado de eletricidade dos dois países, utilizando uma única metodologia integrada de definição de preços de referência para toda a Península Ibérica;
- Permitir o livre acesso ao mercado a todos os participantes e em condições de igualdade de direitos e obrigações, de transparência e de objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

O processo de integração dos sistemas elétricos Português e Espanhol foi formalmente iniciado com a celebração do “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e a Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade”, em novembro de 2001. Nesse documento foram estabelecidas as bases necessárias para o início da cooperação entre as diversas entidades enquadradas no setor (administrações centrais, reguladores e operadores) tendo como objetivo a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL [62].

2.2.1 Estrutura do MIBEL

O funcionamento do MIBEL assenta num modelo misto que integra um mercado em pool simétrico e voluntário com componentes diárias e intradiárias, e ainda a possibilidade de se estabelecer em contratos bilaterais (físicos e financeiros). A estrutura do MIBEL assenta na existência de um único Operador de Mercado, Operador de Mercado Ibérico (OMI) responsável pela gestão dos mercados organizados do MIBEL, estando assente numa estrutura bipolar interligada [63] e [64]:

- O OMIP (pólo português) responsável pela gestão dos mercados a prazo;
- O OMIE (pólo espanhol) responsável pela gestão do mercado diário e intradiário.

O esquema organizativo do MIBEL é então apresentado na Figura 2.1.

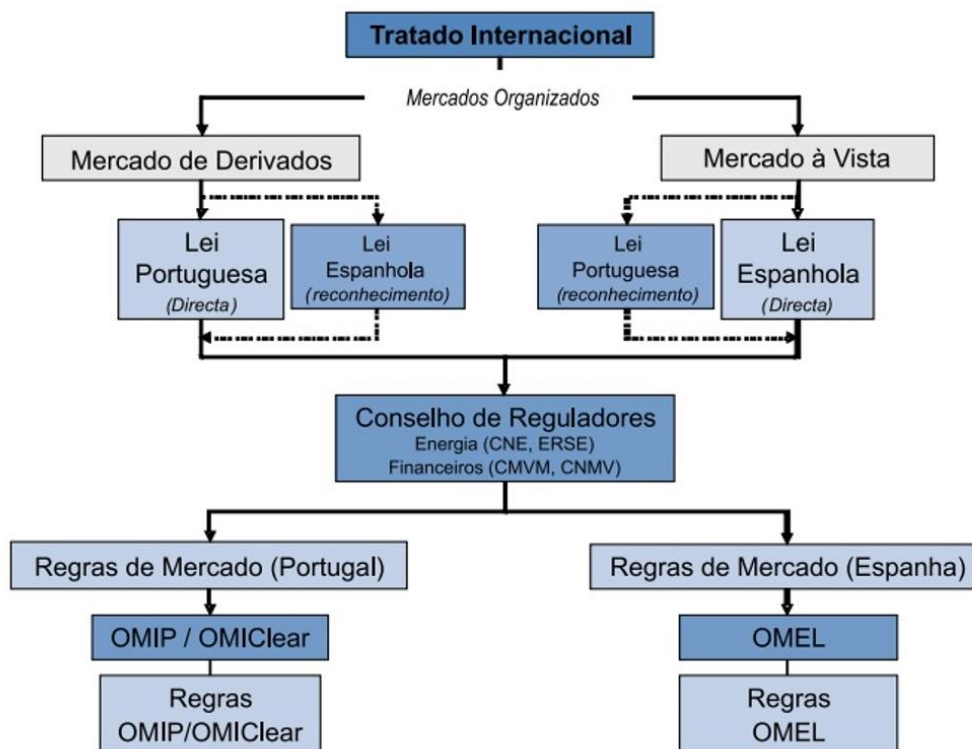


Figura 2.1 – Esquema organizativo do MIBEL [65].

2.2.2 OMIE – Pólo Espanhol

O OMIE - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol) - é a entidade responsável pelo mercado em pool, que apresenta uma componente diária e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários), ao qual são comunicadas propostas de compra e de venda de energia elétrica para o dia seguinte. O OMIE deve então assegurar o desenvolvimento e a gestão económica dos preços dos mercados de eletricidade e de quaisquer outros mercados onde seja negociado qualquer outro tipo de energia. É também da responsabilidade do OMIE a liquidação de toda e qualquer transação efetuada nos mercados acima citados [66].

O Mercado Diário do MIBEL é a plataforma onde são realizadas as ações de compra e de venda de energia elétrica para o dia seguinte, mediante a apresentação de propostas de compra e de venda de energia elétrica por parte dos agentes do mercado, funcionando em pool simétrico. Este mercado forma o preço de mercado para cada uma das 24 horas do dia seguinte e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano, sendo a hora de negociação determinada pela hora legal espanhola.

As propostas de compra e de venda de energia devem indicar o dia e a hora da proposta, o preço e a quantidade de energia pretendidas. O preço de mercado de uma dada hora é determinado organizando de forma crescente de preço as propostas de venda para essa hora, construindo assim a curva de oferta, sendo as propostas de compra organizadas de forma decrescente de preço, construindo assim a curva de procura. A interseção dessas duas curvas corresponde ao preço de mercado.

Relativamente aos intervenientes no mercado diário é de salientar que todas as unidades de produção disponíveis que não estejam comprometidas com contratos bilaterais são obrigadas a apresentar propostas de venda. As propostas de compra de energia são apresentadas pelos distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos autorizados [67].

No MIBEL, para além da formulação apresentada para o pool simétrico que contemplava apenas propostas simples, em que se especificava para cada período horário um preço e uma quantidade de energia, existe também a possibilidade de apresentar propostas complexas. Para além de integrarem as especificações das propostas simples, as propostas complexas integram também uma série de condições técnicas e económicas, tais como [68]:

- Condição de indivisibilidade do 1º bloco;
- Graduação da carga;
- Remuneração mínima;
- Paragem programada.

A condição de indivisibilidade permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento, este valor apenas pode ser dividido pela aplicação das graduações de carga declaradas pelo mesmo agente, ou no caso de o preço ser diferente de zero, pela aplicação de regras de distribuição.

A graduação da carga permite estabelecer a diferença máxima entre a potência inicial de uma hora e a potência final dessa hora da unidade de produção de energia, o que limita a energia máxima a concertar evitando assim mudanças bruscas nas unidades de produção.

A condição de remuneração mínima permite que sejam realizadas ofertas mínimas para todas as horas. No entanto, a unidade de produção não participará no resultado do mercado desse dia se não obtiver para o conjunto de produção desse dia, uma remuneração superior a esse mínimo, numa quantidade fixa e acrescida de uma remuneração variável para cada kWh despachado.

A paragem programada permite que, caso a unidade de produção seja retirada do despacho desse dia por não cumprir a condição de remuneração mínima, possa realizar uma paragem programada com um tempo máximo de três horas. Pode assim ser evitada a sua paragem a partir do seu programa na última hora do dia anterior a zero, na primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora [68].

No MIBEL é necessário analisar se o despacho obtido no mercado diário é viável, começando por verificar se a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha não é ultrapassada. Se nenhuma restrição técnica for ultrapassada, o despacho é viável e é aceite. Caso contrário, é necessário recorrer ao mecanismo de *Market Splitting*, que será explicado no Subcapítulo 2.2.4.

O Mercado Intradiário constitui uma outra plataforma de negociação que, é também denominada de mercado de ajustes e onde a entrega de energia é realizada no próprio dia da negociação. O seu principal objetivo é a gestão dos desvios a curto prazo relativos ao despacho obtido no mercado diário de energia, sendo por vezes também utilizado na resolução de congestionamentos resultantes desse despacho.

Têm o direito de apresentar propostas de venda nos mercados intradiários todos os agentes habilitados a fazê-lo no mercado diário, e que tenham participado na sessão correspondente ou que tenham executado um contrato bilateral, com a exceção dos agentes que não tenham participado por estarem indisponíveis e que posteriormente ficaram disponíveis.

Em relação às ofertas de compra de energia elétrica, estas podem ser feitas por todos os agentes que tenham participado no mercado diário correspondente, ou executado um contrato bilateral. Poderão, no entanto, apresentar propostas os agentes habilitados a apresentar propostas de oferta no mercado diário [69].

Este Mercado está estruturado em seis sessões, cuja cronologia se pode observar na Tabela 2.1.

Figura 2.1 – Sessões do mercado intradiário no MIBEL [69].

	Sessão	Sessão	Sessão	Sessão	Sessão	Sessão
	1^a	2^a	3^a	4^a	5^a	6^a
Abertura de Sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de Sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Conceção de desagregados de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programa (períodos horários)	27 horas (22 – 24)	24 horas (1 – 24)	20 horas (5 – 24)	17 horas (8 – 24)	13 horas (12 – 24)	9 horas (16 – 24)

2.2.3 OMIP – Pólo Português

O OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português) – é a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo do MIBEL.

Os principais objetivos do OMIP são [63]:

- Contribuir para o Desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Promover preços de referência ibéricos. Os preços gerados pelo OMIP são indicadores fundamentais para o desenvolvimento da atividade económica em torno da energia;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Superar algumas das limitações do mercado Over-The-Counter (OTC).

Como entidade responsável pela gestão da Plataforma de Negociação do mercado de derivados, o OMIP está encarregue das seguintes funções [63]:

1. Admissão dos participantes;
2. Definição e listagem dos contratos, bem como gestão da sua negociação;
3. Promoção, em coordenação com a OMIClear, do registo das operações;
4. Supervisão, em coordenação com as autoridades, do funcionamento do mercado;
5. Exercício do poder disciplinar relativamente aos seus membros;

6. Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo e ao estabelecimento de referenciais de preço oficiais, designadamente através da publicação do Boletim de Mercado.

A OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. – assume as funções de câmara de compensação, contraparte central e sistema de liquidação, podendo também compensar negócios do mercado OTC, sendo então responsável pela liquidação de todas as operações realizadas no âmbito do OMIP [66].

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No MIBEL a entidade responsável por este mercado é o OMIP. Os instrumentos transacionados neste mercado são contratos de compra e de venda de energia com uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre ou ano), que podem variar consoante as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes [70].

Os contratos que são negociados atualmente no OMIP são [70]:

- **Contratos Futuro:** contrato padronizado (volume nominal e notação de preço), de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a disponibilizar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado de cada dia. Neste tipo de contrato não existe um relacionamento direto entre os compradores e os vendedores, sendo da responsabilidade da câmara de compensação a liquidação das margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;

- **Contratos Forward:** contrato padronizado (volume nominal e notação de preço), de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a disponibilizar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente no dia de entrega física ou financeira. Neste tipo de contrato não existe um relacionamento direto entre os compradores e os vendedores;
- **Contratos Swap:** contrato padronizado através do qual se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa. O objetivo deste tipo de contrato é o de gerir ou tomar risco financeiro, não existindo entrega do produto subjacente, mas apenas liquidação das margens correspondentes. Relativamente ao referencial de preços para a liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço spot de cada país a referência para cada liquidação. Neste mercado, tal como nos contratos bilaterais, os produtos transacionados podem ter dois tipos de liquidação, liquidação física, em que existe entrega física de eletricidade através da sua oferta no mercado diário, ou liquidação financeira, em que existe uma liquidação meramente financeira das posições que estejam em aberto (vendedoras ou compradoras). Existe ainda a possibilidade de serem efetuadas liquidações de operações over-the-counter, sendo o risco de crédito das contrapartes assumido pelo mercado organizado. É ainda importante referir que a negociação no mercado a prazo pode ser feita em leilão ou em regime contínuo, sendo que a negociação em leilão acontece em sessões específicas nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês, tendo os comercializadores de último recurso ibéricos obrigações de compra. A negociação em regime contínuo ocorre dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação [70].

2.2.4 Gestão de Interligações – *Market Splitting*

No MIBEL, o mercado diário compreende Portugal e Espanha, sendo necessário analisar a viabilidade técnica do despacho resultante deste mercado acrescido dos trânsitos de energia resultantes dos contratos bilaterais físicos existentes. É então necessário analisar se as capacidades das interligações entre os dois países não são ultrapassadas. Caso tal aconteça, as regras do mercado determinam que o mercado seja dividido em duas áreas correspondentes a Portugal e a Espanha, e que sejam obtidos preços específicos para cada uma das áreas. Este mecanismo tem o nome de *Market Splitting* ou separação dos mercados [67].

Esta divisão do mercado em duas áreas vai contra o principal objetivo de um mercado integrado. De forma a evitar estas situações, têm sido feitos grandes investimento no reforço nos sistemas de transporte de Portugal e Espanha, bem como no reforço das interligações entre estes dois países, existindo neste momento seis linhas de interligação a 400kV e três linhas a 220kV.

Num mercado conjunto gerido por um único Operado de Mercado, como é o caso do MIBEL, o *Market Splitting* é o mecanismo utilizado para resolver situações de congestionamento existentes neste caso, entre Portugal e Espanha. Estes congestionamentos acontecem quando o fluxo de energia resultante dos despachos e dos contratos bilaterais obtidos é superior à capacidade de interligação entre as duas redes, originando assim preços de mercado diferentes para a zona portuguesa e para a zona espanhola nas horas em que as interligações se encontrem congestionadas, ficando a área importadora com um preço mais elevado.

2.3. Central Hidroelétrica

A energia obtida nas grandes barragens resulta do aproveitamento do fluxo das águas que se manifesta na natureza como rios e lagos e pode ser aproveitada por meio de um desnível ou uma queda de água, permitindo movimentar mecanismos no interior da barragem que estão ligados a geradores, convertendo a energia do movimento em energia elétrica. Este processo recorre a um sistema de turbinas que é atravessado por grandes massas de água, que as fazem mover, acionando alternadores que produzem corrente elétrica.

A água de um rio pode ser acumulada num reservatório através de uma barragem, permitindo criar uma albufeira. Quando se quer produzir energia elétrica, encaminha-se a água do reservatório, por efeito da gravidade, através de um circuito hidráulico para a central elétrica onde estão instaladas uma ou mais turbinas.

A energia potencial armazenada na água da albufeira transforma-se assim em energia cinética, devido à velocidade que a água adquire na queda. As turbinas, cujas pás são impulsionadas pelo movimento da água, são máquinas que transformam essa energia cinética em energia mecânica que, por sua vez, atua sobre um gerador elétrico que transforma a energia mecânica em energia elétrica.

Os aproveitamentos hidroelétricos podem ser projetados para outras finalidades além da de produção de energia elétrica, como o armazenamento de água para abastecimento doméstico, industrial e para regas, o controlo de cheias, e as atividades desportivas e de lazer.

As centrais hidroelétricas são uma forma de obtenção de energia elétrica, a partir da energia potencial associada à quantidade de água acumulada, como é apresentado na Figura 2.2.

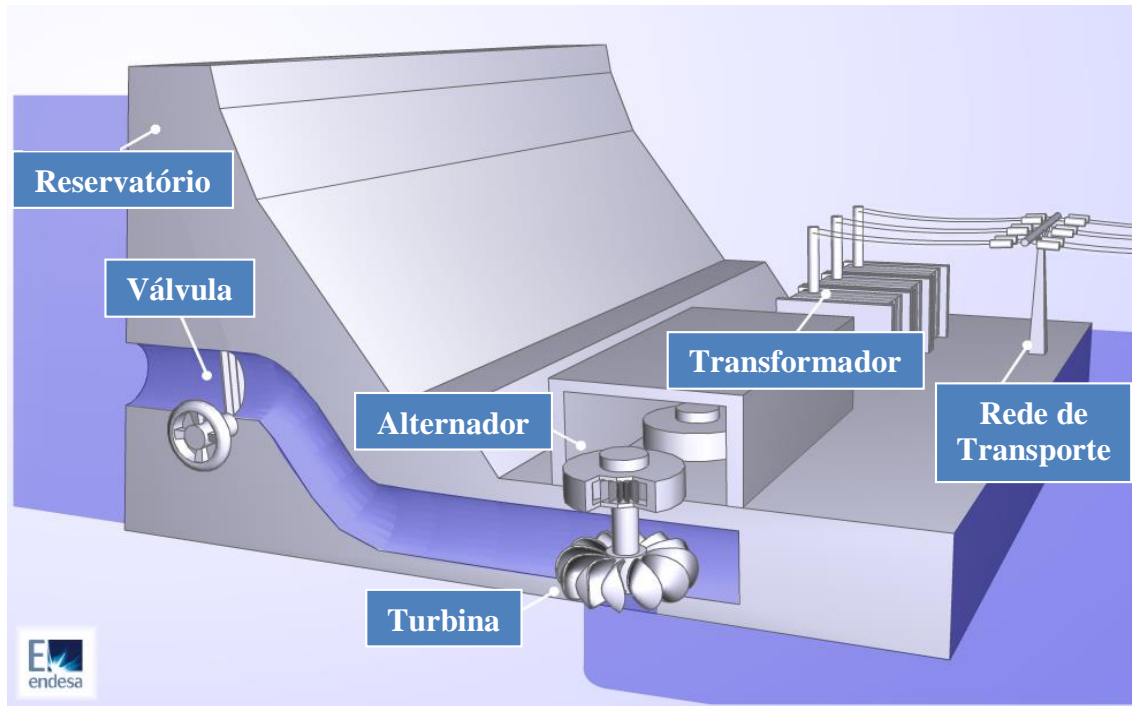


Figura 2.2 – Central hidroelétrica genérica [71].

O princípio de funcionamento de uma central hidroelétrica consiste em reter a água num reservatório ou albufeira, quando se pretende produzir energia elétrica canaliza-se através de uma conduta e por efeito de gravidade, a água retida no reservatório ou albufeira até à central elétrica, onde se encontra o grupo turbina gerador.

A energia potencial armazenada na água do reservatório ou albufeira transforma-se assim em energia cinética, devido à velocidade que a água adquire na queda. As turbinas, cujas pás são impulsionadas pelo movimento da água, são máquinas que transformam essa energia cinética em energia mecânica que, por sua vez, atua sobre um gerador elétrico que transforma a energia mecânica em energia elétrica, como mostra a Figura 2.3.

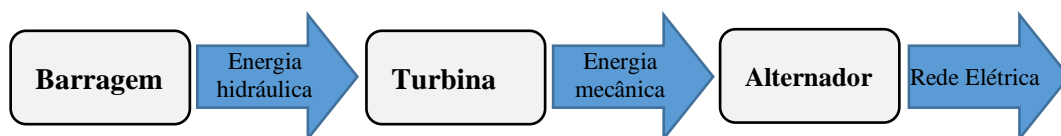


Figura 2.3 – Princípio de funcionamento de um aproveitamento hidroelétrico.

A produção de eletricidade corresponde à conversão de energia potencial gravítica em energia elétrica. A quantificação da energia que se estima produzir através da construção de um aproveitamento hidroelétrico depende do valor da potência a instalar e do número de horas estimado para o funcionamento da central. Por outro lado, a potência a instalar depende do valor da queda conseguido na implantação da obra, e do caudal turbinado, o qual, como é óbvio, varia com o tempo.

Como se sabe das leis da física, uma massa m de água, situada a uma altura h , possui, uma energia potencial gravítica, E_p , dada por:

$$E_p = m \cdot g \cdot h \quad (2.1)$$

em que m é a massa de água deslocada, g é a aceleração da gravidade ($9,8 \text{ m.s}^{-2}$) e h é a altura de queda que corresponde à diferença entre as cotas de montante e de jusante.

A potência associada com a energia de uma queda constante para um fluxo contínuo de água em uma central hidroelétrica, P_t , é calculada pela variação de energia do sistema, dE , num determinado intervalo de tempo, dt , sendo dada por:

$$P_t = \frac{d(E_p)}{dt} \quad (2.2)$$

$$P_t = g \cdot h \cdot \frac{d(m)}{dt} \quad (2.3)$$

$$P_t = \rho \cdot g \cdot h \cdot \frac{dv}{dt} \quad (2.4)$$

$$P_t = \rho \cdot g \cdot h \cdot q \quad (2.5)$$

em que $d(v)$ é o volume de água que se escoia durante o intervalo $d(t)$ e cuja altura de queda é h , ρ é a massa volúmica da água e q é o caudal de água turbinado.

A potência útil produzida pela central hidroelétrica não é igual ao valor P_t , anterior, uma vez que o sistema tem perdas de energia no circuito hidráulico. Além disso, o próprio gerador também tem perdas. Assim, a potência útil P_u é dada pela expressão:

$$P_u = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot q \quad (2.6)$$

em que η é a eficiência da central que corresponde ao produto do rendimento do gerador pela eficiência do aproveitamento correspondente à transformação da energia associada com a massa de água em energia mecânica no veio das máquinas.

2.3.1 Classificação dos aproveitamentos hídricos

Tem sido cada vez mais notório o investimento na produção de energia elétrica através de FER. Devido ao potencial hidroelétrico existente no território nacional, Portugal tem apostado na construção ou reforço de aproveitamentos hidroelétricos. A garantia de fiabilidade e capacidade rápida de resposta, tornam este tipo de produção de energia uma solução viável e alvo de grandes investimentos. Embora possua algumas desvantagens no que toca ao impacto ambiental, são inúmeras as vantagens que advêm da construção destes aproveitamentos, sendo as principais [72]:

- Fonte de energia renovável, limpa e inesgotável;
- Capacidade de responder a variações rápidas de carga;
- Capacidade de racionalização de matéria-prima, através de armazenamento de água;
- Nível de disponibilidade e fiabilidade muito elevado, possuindo a capacidade de funcionar como reserva em caso de avarias ou falhas de outros grupos geradores, ou erros de previsão de consumos, principalmente na ponta do diagrama de cargas;
- Custo operacional baixo;
- Tempo de vida útil elevado, se realizada a devida manutenção;
- Possibilidade de integrar outras FER, devido à sua capacidade de responder à intermitência da eólica, tanto a turbinar, em caso de défice de produção como a bombear, em caso de excesso desta fonte;

- Contribuição para o aumento da eficiência energética dos países;
- Amortecimento de cheias, através do controlo do caudal;
- Abastecimento de água para consumo humano, industrial e agropecuário;
- Garantia de caudais mínimos em períodos críticos;
- Diminuição da emissão de GEE para a atmosfera;
- Tecnologia altamente eficiente, com rendimentos próximos dos 90%.

Os aproveitamentos hidroelétricos, embora aparentemente iguais entre si diferem quanto a um conjunto de fatores que tem implicações no valor da potência convertida. Estes podem ser classificados relativamente aos tipos de funcionamentos, à potência, à altura de queda útil, ao caudal, aos tipos de aproveitamentos, à configuração hidráulica e serviço desempenhado.

Tipos de Funcionamentos:

Quanto aos tipos de funcionamentos das centrais hídricas, estas podem ser classificadas da seguinte maneira [73]:

- Centrais de base – destinadas a fornecer a maior parte da energia elétrica de forma contínua. Centrais de grande potência;
- Centrais de ponta – exclusivamente projetadas para cobrir a procura de energia nas horas de ponta. Devem poder ser colocadas em serviço rapidamente e também responder rapidamente às variações de carga;

- Centrais de reserva – têm por objetivo substituir total ou parcialmente as centrais de base em caso de avaria ou beneficiação destas;
- Central de emergência ou socorro – destinadas a abastecer consumidores que inesperadamente deixam de ser alimentados pela fonte de energia habitual;
- Centrais de bombagem ou armazenamento – são aproveitamentos hidroelétricos que utilizam a energia das horas de vazio para efetuar bombagem. Fornecem energia nas horas de ponta.

Potência:

Relativamente à potência, classifica-se as centrais em três tipos [74]:

- Mini-hídricas – são aproveitamentos cuja potência instalada é inferior a 10 MW;
- Pequenos aproveitamentos – são aproveitamentos cuja potência instalada varia entre 20 e 100 MW;
- Grandes aproveitamentos – são aproveitamentos cuja potência instalada é superior a 100 MW.

Queda útil:

A queda útil é a diferença entre as cotas máximas e mínimas de desnível, ou seja, as cotas dos locais onde se inicia a queda e onde se realiza a descarga, quanto à queda classifica-se as centrais em três tipos [73]:

- Centrais de alta queda – alturas de queda superiores a 200 metros;
- Centrais de média queda – alturas de queda entre os 20 e os 200 metros;
- Centrais de pequena queda – alturas de queda inferiores a 20 metros.

Caudal:

Quanto ao caudal, classifica-se as centrais em três tipos [74]:

- Centrais de pequeno caudal – caudal inferior a $10 \text{ m}^2/\text{s}$;
- Centrais de médio caudal – caudal varia entre a $10 \text{ m}^2/\text{s}$ e $100 \text{ m}^2/\text{s}$;
- Centrais de grande caudal – caudal superior a $100 \text{ m}^2/\text{s}$.

Tipos de aproveitamentos:

- Centrais de fio de água (Figura 2.4 e 2.5) – apresentam uma capacidade de armazenamento reduzida, ou seja, são caracterizados por terem reservatórios de pequena capacidade de armazenamento de água, aproveitando a energia do caudal afluente. Caracterizam-se pela passagem constante de água, aproveitando-se assim a maior parte da energia passível de ser convertida, fazendo com que a água seja turbinada assim que o nível de afluência o justifique. A classificação de central de fio de água surge devido à duração de esvaziamento das suas reservas de água durar menos de 100 horas [75], estando a central inicialmente com as suas reservas completas e supondo que a afluência é nula.

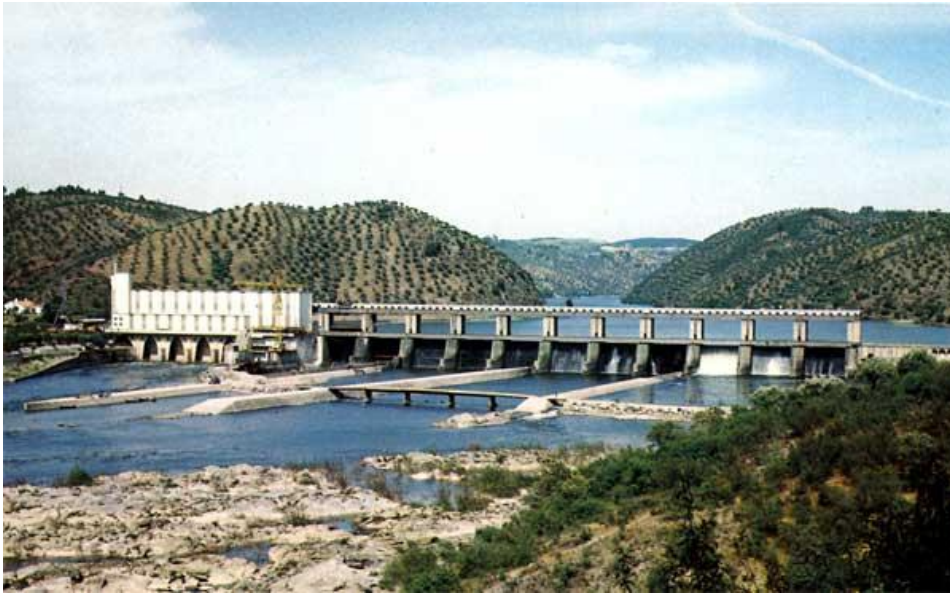


Figura 2.4 – Central de fio de água situada em Belver [76].



Figura 2.5 – Central de fio de água situada em Belver [76].

- Centrais de albufeira (Figura 2.6 e 2.7) – possuem grande capacidade de armazenamento de água por longos períodos de tempo possibilitando a sua utilização em condições mais vantajosas. Tipicamente, durante o Inverno a albufeira retém grandes quantidades de água provenientes da chuva, para depois serem usadas no Verão ou em alturas em que as necessidades

energéticas assim o exijam, como por exemplo períodos de seca prolongada. Este tipo de centrais fornece potências mais elevadas, em virtude das águas que se encontram geralmente em níveis superiores, o que é importante quando a potência total exigida é elevada, como por exemplo nas horas de ponta. A classificação de central de albufeira surge devido à duração de esvaziamento das suas reservas de água durar mais de 100 horas [75], estando a central inicialmente com as suas reservas completas e supondo que a afluência é nula.



Figura 2.6 – Central de albufeira situada em Castelo de Bode [76].



Figura 2.7 – Central de albufeira situada em Castelo de Bode [76].

- Centrais de bombagem (Figura 2.8 e 2.9) – O uso destas centrais permite proceder a manobras de bombagem de água de volta para o reservatório, de forma a ter sempre capacidade de produção disponível o que torna estas as centrais hídricas mais rentáveis. Para esta manobra ser efetuada, a água turbinada é retida numa bacia enquanto o grupo funciona como gerador, estando a bomba fora de serviço. Quando for requerido, é invertido o seu funcionamento e o alternador passa a funcionar como motor síncrono entrando a bomba em serviço, elevando a água para montante, não precisando de afluências naturais para funcionar.



Figura 2.8 – Central de bombagem situada em Aguieira [76].



Figura 2.9 – Central de bombagem situada em Aguieira [76].

Nos aproveitamentos a fio de água a capacidade de armazenamento e a altura de queda são reduzidas. Devido ao reduzido volume de água nos reservatórios, a altura de queda pode variar significativamente, tornando a eficiência de exploração sensível à altura de queda: efeito de queda.

Em Portugal, essa é a situação por exemplo no leito principal do rio Douro, cujos aproveitamentos contribuem de forma relevante para a produção de eletricidade a nível nacional, dispondo no seu conjunto de uma potência instalada que é atualmente cerca de metade da potência total do sistema hidroelétrico nacional.

Configuração Hidráulica:

Tendo em conta a configuração hidráulica do sistema produtor, pode também ser considerada a classificação seguinte [77]:

- Cascata – quando os aproveitamentos estão instalados no mesmo curso de água, sendo o caudal turbinado, bombado e o descarregado afluências do aproveitamento imediatamente a jusante;
- Independentes – quando estão isolados hidraulicamente, apenas interligados do ponto de vista elétrico.

2.3.2 Circuito hidráulico de uma central hídrica

Atualmente existem três tipos de sistema turbina-bomba:

- Sistema em que o grupo de bombagem não tem qualquer ligação mecânica ou hidráulica com o grupo de turbinagem;
- Sistema em que a turbina é reversível, ou seja, o sistema vai bombear ou turbinar em função do sentido de rotação;
- Sistema ternário, a turbina, a bomba e o gerador/motor estão acoplados no mesmo eixo e o sentido de rotação é sempre o mesmo.

Os sistemas em que a bomba está separada da turbina necessitam que a área da central elétrica seja superior a uma central que utilize um grupo reversível, exigindo geralmente maiores investimentos. Contudo este tipo de sistema permite melhorar a eficiência global, pois as máquinas são concebidas independentemente das exigências da outra, e assim podem ser otimizadas separadamente.

O tempo de transição permite que o sistema passe de modo de turbina para modo de bomba muito rapidamente, pois não necessita que um modo de funcionamento pare totalmente para que o outro arranque.

Os inconvenientes associados ao maior investimento e a área útil da central, leva a que atualmente este tipo de sistema deixe de ser utilizado em novos projetos de grandes centrais hidroelétricas.

Os sistemas de turbina reversível caracterizam-se por o gerador/motor se for a mesma máquina, ou seja, rodar num dado sentido funciona como gerador e ao inverter o sentido de rotação funciona como motor.

Quanto à turbina, esta também pode funcionar nos dois modos, como turbina ou bomba, em função do sentido de rotação, sendo necessário só um único circuito hidráulico, reduzindo os custos de iniciais do projeto.

Devido à mudança de direção no que diz respeito ao modo de operação, as unidades não apresentam grande flexibilidade, podendo demorar alguns minutos para passar do modo de bomba para o modo de turbina pois se por exemplo, estiver a funcionar no modo de turbinagem tem de parar totalmente para poder iniciar o modo de bombagem, tornando-se assim num inconveniente.

Os sistemas ternários têm como principal vantagem o sentido de rotação do motor/gerador ser o mesmo para ambos os modos de funcionamento. Isto permite que não haja nenhuma mudança de direção do fluxo de água quando muda o modo de funcionamento, como se demonstra na Figura 2.10.

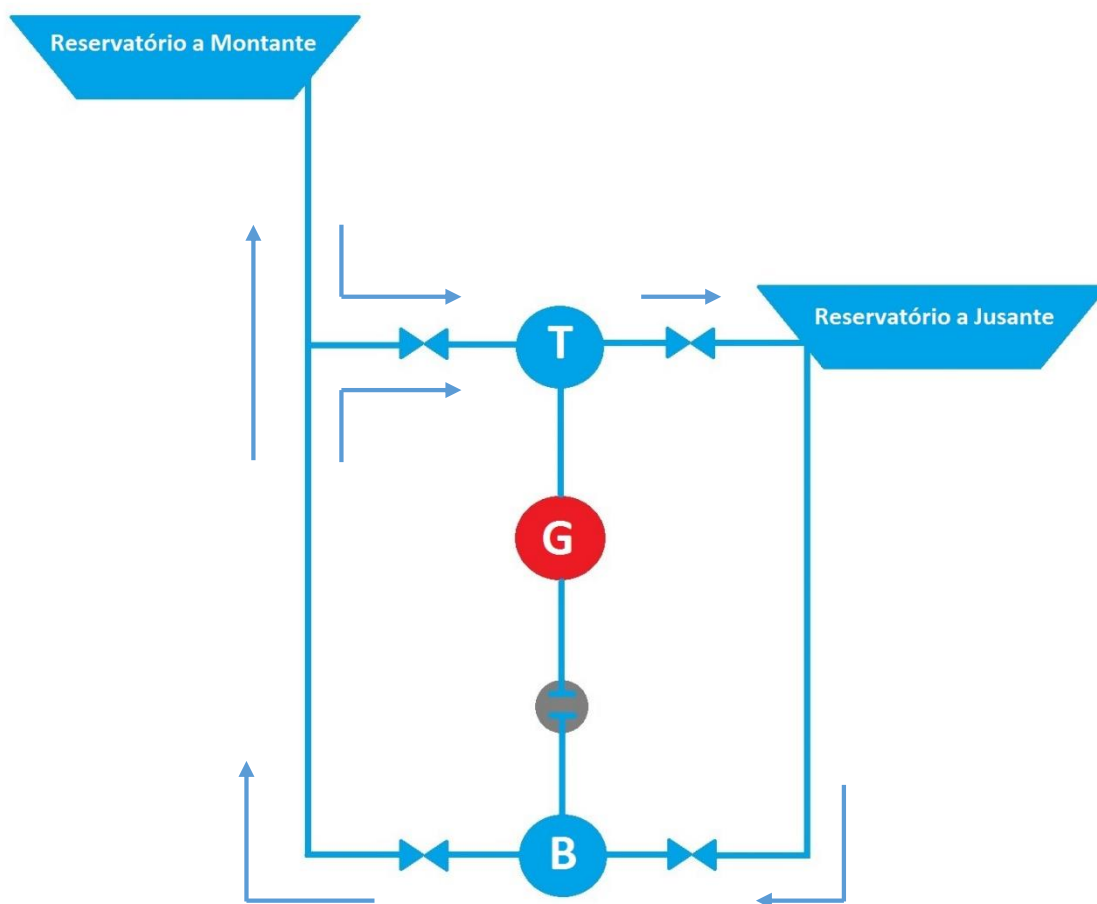


Figura 2.10 – Esquema funcionamento de um sistema ternário de eixo vertical.

Os impactos dos transitórios hidráulicos são, assim, significativamente reduzidos e a máquina pode mover-se rapidamente a partir do modo de bombagem pleno para o modo de geração plena, ao contrário de uma máquina reversível que deve parar antes de ser reiniciada na função inversa.

O circuito hidráulico de uma central hídrica é constituído por [78]:

- Câmara de carga ou de pressão – quando a diferença de cota entre a tomada de água e as turbinas é superior a 15 metros convém que a entrada de água nas turbinas seja feita por meio de condutas forçadas e, para isso, deve ser prevista uma câmara de carga ou de pressão entre o canal de adução e as condutas forçadas; Este elemento tem como funções distribuir a água às condutas forçadas, de ter os últimos corpos flutuantes, impedir a entrada de pedras e areias nas condutas forçadas, criar ondas de translação no caso de fecho das turbinas e ter um volume suficiente para satisfazer solicitações rápidas;
- Chaminé de equilíbrio – depósito de compensação para evitar os choques hidráulicos. É, basicamente, um poço vertical ou inclinado, aberto na parte superior e situado na conduta forçada o mais perto possível das turbinas;
- Condutas forçadas;
- Câmara das turbinas – espaço destinado, numa central hidroelétrica, ao alojamento das turbinas hidráulicas. Pode ser aberta (pequenas quedas até 15 metros) ou fechada (quedas maiores que 15 metros);
- Tubo de aspiração ou difusor – serve de ligação entre a turbina e o canal de descarga da água turbinada (importante nas turbinas Francis e Kaplan);

- Canal de descarga – recolhe a água do tubo de aspiração e devolve-a ao rio a jusante em sítio conveniente;
- Comportas e outros órgãos de obturação;
- Central – local onde se montam as turbinas e os geradores assim como a restante maquinaria e demais aparelhagens auxiliares necessárias ao seu funcionamento. As centrais podem ser a céu aberto (central pé de barragem ou central longe da barragem) ou subterrâneas ou de caverna;
- Turbina - Elemento primário de um sistema de produção de energia elétrica que, em conjunto com um gerador, utiliza a energia contida num fluido (água):
 - Turbina de ação – a água incide sobre a roda móvel através de jatos individualizados (máquinas de injeção parcial). Não funcionam imersas na água turbinada nem possuem tubo de aspiração ou difusor (tipo Pelton usada em aproveitamentos de alta queda e baixo caudal);
 - Turbina de reação – trabalham no seio do fluido turbinado sendo que a água penetra na roda móvel por toda a periferia (máquinas de injeção total). Podem ser do tipo:
 - ❖ Turbina Francis – a câmara de entrada (voluta em forma de espiral) encaminha a água para o distribuidor, onde é orientada da periferia para o eixo da turbina, caindo, a seguir sobre as pás da roda dando origem à sua rotação por um fenómeno de reação (usada em aproveitamentos de média ou baixa queda);
 - ❖ Turbina Kaplan – também é uma turbina de reação que se diferencia da Francis por apresentar menor número de pás, com

inclinação regulável e em forma de hélice (usada em aproveitamentos de baixa queda e grande caudal: correspondendo normalmente a aproveitamentos a fio de água);

- ❖ Grupos bolbo – são constituídos por uma cuba em forma de bolbo, totalmente submersa na água onde se aloja a turbina-tipo Kaplan de eixo horizontal e o alternador (são instalados muitas vezes em aproveitamentos de muito baixa queda).

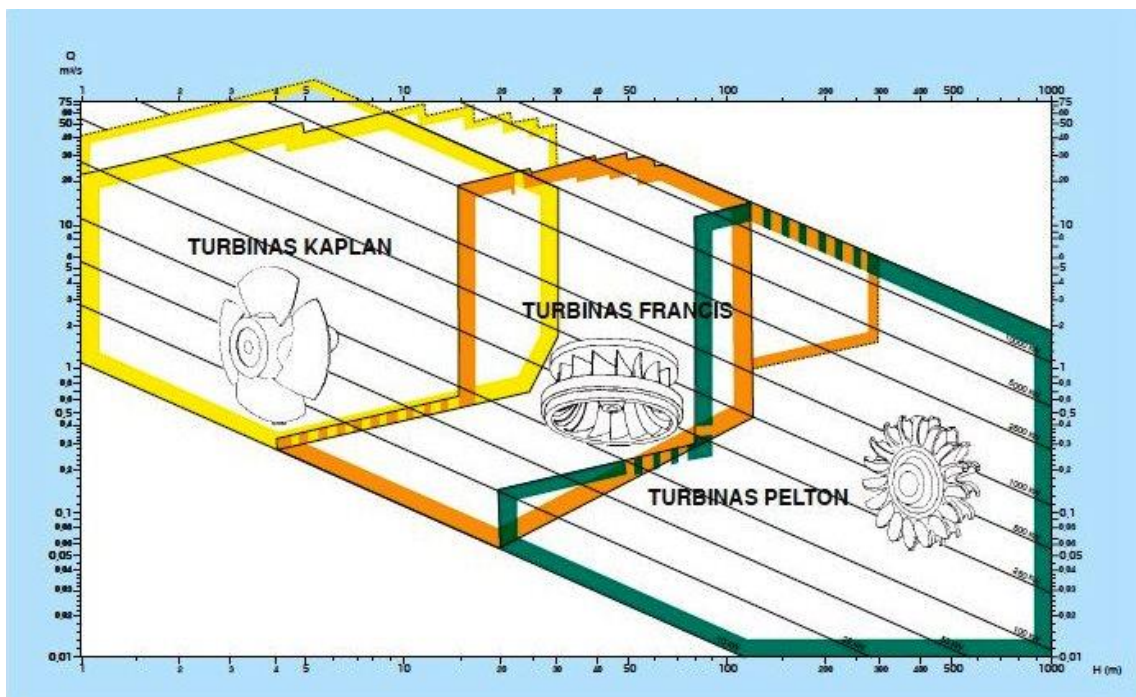


Figura 2.11 - Ábaco com a correspondência da turbina apropriada para se implementar no local face às características de queda bruta e caudal [79].

CAPÍTULO

3

Metodologias de Otimização

Neste capítulo são apresentadas as metodologias de otimização aplicadas para o suporte de decisões do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata a curto prazo. Para a resolução do problema, este estudo assenta em metodologias de otimização baseadas em programação linear inteira mista e otimização robusta.

3. Metodologias de Otimização

3.1. Introdução

Ao longo dos últimos anos, com o avanço tecnológico dos recursos informáticos, e consequentemente, com a expansão da capacidade de memória e aumento da velocidade de computação dos mesmos, tem sido possível aumentar não só a capacidade de simulação computacional, mas também a eficiência das técnicas de otimização aplicadas à resolução de problemas com elevado número de variáveis.

As metodologias de otimização podem ser classificadas quanto ao tipo de variáveis envolvidas no modelo matemático de programação em metodologias determinísticas ou metodologias estocásticas, ditas de programação estocástica. Enquanto a programação determinística determina a solução ótima sem necessitar da consideração da aleatoriedade das variáveis associadas a cenários, a programação estocástica determina a solução ótima para um conjunto de cenários admitidos como realizações possíveis associadas com uma medida probabilística de possibilidade de ocorrência.

No processo de gestão e planeamento de sistemas de energia elétrica existem diversas decisões que têm de ser tomadas, considerando a incerteza dos dados. Os dados incertos, tais como a afluência de água e os preços da energia elétrica podem variar com o tempo e são frequentemente sujeitos a desvios inesperados que podem causar distúrbios de produção das centrais. Devido a estes factos, a programação estocástica e a otimização robusta têm recebido muita atenção.

As metodologias de otimização mencionadas anteriormente podem ainda ser classificadas nas seguintes categorias:

- Programação linear (PL) – nesta metodologia as variáveis são contínuas e apresentam um comportamento linear, tanto em relação às restrições quanto à função objetivo;

- Programação não linear (PNL) – nesta metodologia a função objetivo ou qualquer das restrições apresentam qualquer tipo de não linearidade;
- Programação linear inteira mista (PLIM) – nesta metodologia tanto a função objetivo como as restrições são lineares e as variáveis podem assumir valores discretos ou contínuos.

3.2. Programação Linear Inteira Mista

Os problemas de PLIM são estruturados do mesmo modo que os problemas de PL, mas possuem adicionalmente pelo menos uma restrição de integralidade, impondo que as variáveis envolvidas na restrição assumam valores inteiros. Os problemas que possuem todas as variáveis com restrições de integralidade são denominados problemas de programação inteira, enquanto que aqueles que contêm pelo menos uma variável com restrição de integralidade juntamente com variáveis contínuas são denominados de problemas de programação inteira mista.

A PLIM permite uma representação adequada para o problema de determinação de quais as unidades que devem estar a funcionar, e qual o seu nível de geração, a cada hora do dia, satisfazendo um conjunto de restrições técnicas impostas quer por restrições locais ligadas com as unidades, quer por restrições globais ligadas com modelos matemáticos que descrevem o comportamento conjunto de mais do que uma unidade. O estado discreto de uma central hidroelétrica é definido pelo facto de a unidade estar ligada ou desligada num determinado período. Este facto introduz uma interdependência entre os períodos de tempo no horizonte temporal, pois decisões futuras dependem de decisões tomadas no passado, tendo que ser caracterizado também por restrições.

A operação de desligar e ligar uma central conhecida por arranque, pode ocasionar arranques frequentes das centrais hidroelétricas se não for adequadamente limitado. Os arranques frequentes das centrais hidroelétricas podem ocasionar:

- Incremento da frequência de intervenções para manutenção;
- Excessivo desgaste e corrosão dos equipamentos mecânicos da turbina devido ao aumento de temperatura;

- Uso não eficiente da água durante o arranque, pois a unidade irá operar longe do seu ponto ótimo.

Ainda tem de ser considerado no problema de otimização da exploração de recursos hídricos a presença de zonas proibidas de geração para as unidades hidroelétricas.

As unidades não operarem em zonas proibidas de geração devido a desgastes mecânicos, causados pela cavitação, vibrações e oscilações na potência. As zonas proibidas de geração originam um aumento da complexidade do algoritmo computacional, devido ao aumento do número de estados possíveis para as unidades e consequente aumento na dimensão do problema.

O problema de PLIM pode ser formulada genericamente por:

$$\max F(x) = c^T x \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$Ax = b \quad (3.2)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (3.3)$$

$$x_j \text{ inteira } j \in F \quad (3.4)$$

Esta formulação será aplicada na resolução do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis de curto prazo.

3.3. Fontes de Incerteza

As condições meteorológicas têm alguma incerteza que tem de ser caracterizada no que diz respeito à afluência de água aos reservatórios numa base horária. Além disso, o preço de mercado para o dia seguinte tem incerteza que tem de ser caracterizada. A seguinte explicação é proposta por uma questão de clareza de apresentação com incertezas na afluência de água e na caracterização dos preços de mercado. Assim, o problema de programação ótimo de SHR está sujeito a duas fontes de incerteza: incerteza da afluência de água aos reservatórios e incerteza dos preços de mercado. Estas incertezas afetam tanto os coeficientes RHS, \tilde{b}_e , de restrição e -th e os coeficientes da função objetivo, \tilde{c}_j , do problema de programação linear $\{ \min \tilde{c}'_j x_j; a'_{e,j} x_j \leq \tilde{b}_e; \underline{x} \leq x_j \leq \bar{x} \}$. A influência das incertezas sobre as ofertas do produtor de um SHR é modelada por intervalos de previsão assimétricos e resolvidos por um modelo PLIM robusto. Os intervalos de previsão são caracterizados como se segue:

1. Intervalo de incerteza da afluência de água: esta incerteza é exposta nos parâmetros que afetam os coeficientes de RHS da restrição e -th é modelada a partir do princípio que \tilde{b}_e é dado pela soma dos parâmetros incertos de V , $\tilde{b}_e = \sum_{v \in V} \tilde{b}_{e,v}$, satisfazendo a relação do intervalo simétrico $\tilde{b}_e \in [\hat{b}_{e,v} - \beta_{e,v} \underline{\Delta}_{e,v}, \hat{b}_{e,v} + \beta_{e,v} \bar{\Delta}_{e,v}]$ com: \tilde{b}_e e $\hat{b}_{e,v}$ dados respetivamente pelos valores nominais e pelos valores médios previstos dos parâmetros incertos; $\underline{\Delta}_{e,v}$, e $\bar{\Delta}_{e,v}$ dados respetivamente pelos desvios mínimo e máximo, respetivamente dados por $\underline{\Delta}_{e,v} = \hat{b}_{e,v} - \underline{b}_{e,v}$ e $\bar{\Delta}_{e,v} = \bar{b}_{e,v} - \hat{b}_{e,v}$; $\beta_{e,v}$ tomando valores de $[0,1]$ dando um desvio do valor médio de $\hat{b}_{e,v}$. Este modelo permite uma descrição da afluência para um dado período de tempo dentro de um determinado intervalo como é mostrado na Figura 3.1.

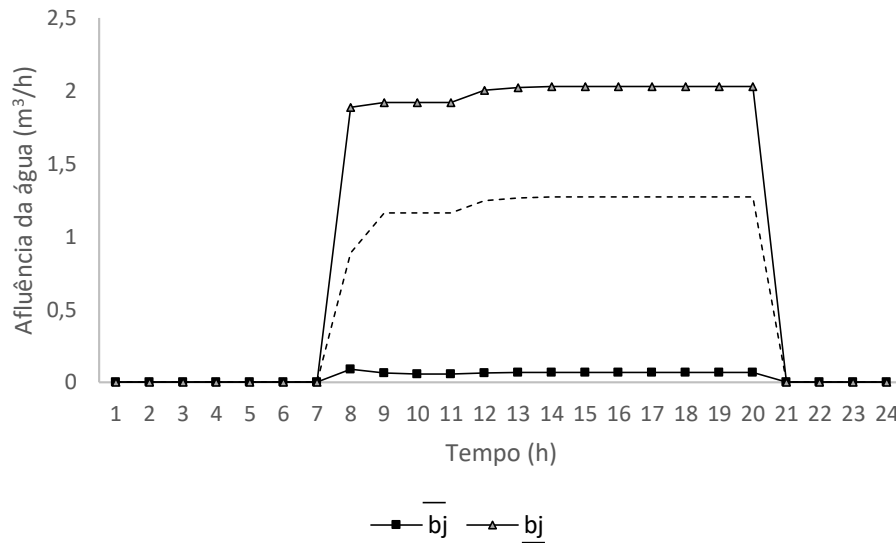


Figura 3.1 – Incerteza da afluência de água modelada através de intervalos de previsão.

A descrição dos parâmetros dos intervalos de incerteza pode ser organizada num conjunto de incerteza poliédrico v_e definido como:

$$v_e(\Psi_e) = \{\hat{b}_e \in \mathfrak{R}: \sum_{v \in V} \beta_{e,v} \leq \Psi_e, \quad e \in E \quad (3.5)$$

$$0 \leq \beta_{e,v} \leq 1, \quad e \in E, \quad v \in V \quad (3.6)$$

$$\tilde{b}_e \in [\hat{b}_{e,v} - \beta_{e,v} \underline{\Delta}_{e,v}, \hat{b}_{e,v} + \beta_{e,v} \overline{\Delta}_{e,v}] \quad \forall e \in E, \quad v \in V \quad (3.7)$$

Em (3.5) a soma de cada restrição e das variáveis de peso, $\beta_{e,v}$, de todos os parâmetros de incerteza é imposto ser limitado acima pelo parâmetro conhecido como parâmetro de robustez, Ψ_e , pertencente a $[0, V]$. Acredita-se que o produtor de SHR no que diz respeito à incerteza é aceite pelo parâmetro de robustez, permitindo ajuste favorecendo a robustez ou os graus de conservadorismo na solução, por exemplo, $\Psi_e = 0$ implica o descuidar da proteção contra a incerteza, forçando o conjunto de incertezas a ser igual a $v_e(\Psi_e = 0) = \{\hat{b}_e\}$. Se Ψ_e aumenta, implica o aumento do conjunto de incerteza, o que significa que a preocupação da proteção contra a incerteza aumenta. Por isso a solução obtida tem mais conservadorismo, protegendo o produtor contra a ideia de um grau de incerteza maior. O grau extremo de incerteza, $\Psi_e = V$, considera a solução mais conservadora, forçando os parâmetros de incerteza a

assumir os valores de pior cenário, por exemplo, forçando os parâmetros de incerteza a um desvio maior do valor de incerteza esperado, $v_e(\Psi_e = V) = \{\hat{b}_{e,v} - \underline{\Delta}_{e,v}, \hat{b}_{e,v} + \overline{\Delta}_{e,v}\}$. O trade-off (equilíbrio) entre o risco de preferência e o grau de conservadorismo da solução é alcançado pelo produtor ao escolher o parâmetro de robustez dentro do intervalo $[0, V]$.

2. Intervalo de incerteza dos preços: esta incerteza é exposta nos parâmetros para os coeficientes da função objetivo \tilde{c}_j e é tida em consideração pelo intervalo $\tilde{c}_j \in [\underline{c}_j, \overline{c}_j + s_j]$, com s_j , dado pelo desvio em relação ao coeficiente nominal, \tilde{c}_j . Este modelo permite uma descrição dos preços de mercado para um dado período de tempo dentro de um determinado intervalo como é mostrado na Figura 3.2.

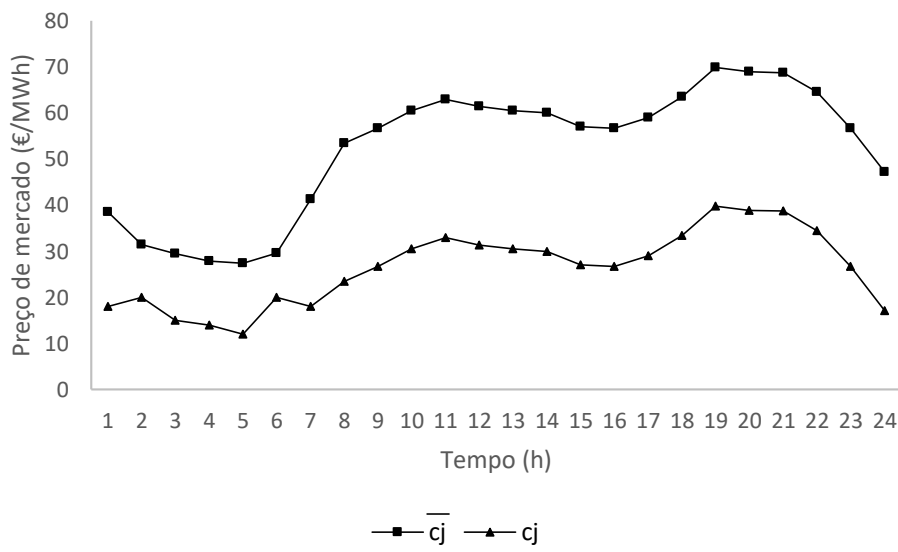


Figura 3.2 – Incerteza dos preços de mercado modelado através de intervalos de previsão.

O conjunto de incerteza poliédrico Λ é definido como:

$$\Lambda = (\Psi_0) = \{s \in \mathfrak{R}: 0 \leq s_j \leq d_j, \quad \forall j \in J_0\} \quad (3.8)$$

$$\sum_{j \in J_0} \frac{s_j}{d_j} \leq \Psi_0, \quad \forall j \in J_0\} \quad (3.9)$$

Em (3.8) estão definidos os limites superiores e inferiores do desvio nominal. O limite superior de robustez permitido, Ψ_0 , para o somatório dentro do conjunto J_0 , de rácios entre o desvio máximo e nominal é imposto em (3.9) e considera valores inteiros dentro $[0, |J_0|]$, com $J_0 = \{j: d_j > 0\}$. O parâmetro Ψ_0 permite controlar o grau de robustez na função objetivo. Se $\Psi_0 = 0$, então o pressuposto de ausência de desvios na função objetivo é aceite. Se $\Psi_0 = |J_0|$, então o pressuposto é considerar todos os desvios, na solução mais conservadora. Um valor mais alto para Ψ_0 , conduz a um aumento em \tilde{c}_j , aumentando o grau de robustez da solução.

3.4. Otimização Robusta

A otimização robusta é uma técnica matemática predominantemente utilizada para resolver problemas que envolvem parâmetros incertos e cuja sua modelização é feita através de intervalos de previsão. O objetivo inerente à utilização da otimização robusta consiste em alcançar uma solução que seja admissível para o intervalo de previsão.

Contrariamente à otimização estocástica, onde a incerteza é modelizada através de cenários, a otimização robusta requer um menor tempo de computação devido à redução de variáveis de decisão envolvidas no problema de otimização.

As principais vantagens da otimização robusta são:

- i)* não ser necessário determinar uma função de probabilidade subjacente aos parâmetros incertos;
- ii)* fornecer a opção de incorporar diferentes atitudes em relação ao risco.

Considerando as vantagens mencionadas anteriormente, será utilizado nesta dissertação a otimização robusta para resolver o problema de otimização da exploração de recursos hídricos a curto prazo, sendo explicado seguidamente em que consiste a otimização robusta.

Uma proteção de decisão de mercado contra a imprecisão dos parâmetros é oferecida pela otimização robusta, dando capacidade para limitar contra o risco [80]. Problemas de otimização têm vantagens no uso de otimização robusta. Por exemplo: sob incerteza não estocástica; informação de distribuição estocástica não alcançável e não suficiente; ou se alcançável, os benefícios da otimização robusta são mais favoráveis e menos pesados computacionalmente do que os de otimização estocástica.

A otimização robusta atua ao garantir uma determinada medida de grau de robustez contra a incerteza associada com o que se acredita ser uma solução robusta. Esta medida de grau de robustez parte de uma solução garantida para qualquer realização de parâmetros de incerteza, uma solução com valor objetivo garantido, ou uma solução com uma salvaguarda garantida, por exemplo, a uma distância mínima da solução sem uma salvaguarda. A incerteza nos parâmetros é descrita pelo uso de conjuntos de incerteza, incluindo todos os valores possíveis para os parâmetros, ou se não todos, incluindo pelo menos aqueles que servem para uma descrição de incerteza adequada.

O modelo conclusivo é um determinístico chamado, problema homólogo robusto, associado com o problema de otimização original e com ambiguidade dos parâmetros [80]. O problema homólogo robusto cede uma formulação que é inerente ao caso de pior cenário, mas a solução não é necessariamente uma solução conservadora. A comparação com aquela produzida por uma abordagem estocástica, considerando o mencionado acima vantajoso, permite criar otimização robusta como um método interessante para uma linha de pesquisa de estratégias de licitação de sistemas hídricos reversíveis em cascata em mercados de eletricidade.

As incertezas relacionadas com a disponibilidade da afluência de água aos reservatórios e aos preços de mercado é especificada pelos intervalos de previsão específicos de modo a modelarem a incerteza através de uma descrição conveniente para uma programação de otimização robusta.

A formulação geral do problema homólogo robusto associada com o problema de otimização $\{ \min \tilde{c}'_j x_j : a'_{e,j} x_j \leq \tilde{b}_e; \underline{x} \leq x_j \leq \bar{x} \}$ e a ambiguidade dos parâmetros pode ser verificada como se segue:

$$\min_{x_j} \sum_{j \in J} \tilde{c}_j x_j + \max_{\{s_j \in \Lambda_j(\Psi_0)\}} \{ \sum_{j \in J_0} s_j x_j \} \quad (3.10)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in J} a_{e,j} x_j \leq \max_{\{\tilde{b}_e \in v_e(\Psi_e)\}} \{\tilde{b}_e\} \quad e \in E \quad (3.11)$$

$$x_j \geq 0 \quad j \in J \quad (3.12)$$

A formulação do problema (3.10) – (3.12) é capaz de entregar imunização como salvaguarda da incerteza nos parâmetros dentro de um conjunto de incerteza determinístico. Mas como observação comum esta formulação do problema é uma não linear, permitindo uma difícil resolução computacional, por exemplo a formulação tem que ser convenientemente convertida para ser uma formulação prática, superando a difícil resolução do problema [57,59]. Por exemplo, são aplicadas técnicas para a resolução do conjunto de incerteza [81].

A técnica de redução proposta em [30] preserva a linearidade da formulação que permite a vantagem de usar uma resolução de otimização linear, com o objetivo de evitar as não linearidades no problema robusto. Esta técnica de redução é o suporte para a formulação que se segue nesta dissertação e é conhecida como problema homologo robusto linear equivalente, exposto como se segue:

$$\min \quad z = \sum_{j \in J} c_j x_j + r_0 \Psi_0 + \sum_{j \in J_0} q_{0,j} \quad (3.13)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in J} a_{e,j} x_j + r_e \Psi_e + \sum_{v \in V} q_{e,j} \leq b_e \quad e \in E \quad (3.14)$$

$$r_0 + q_{0,j} \geq s_j y_j \quad j \in J_0 \quad (3.15)$$

$$r_e + q_{e,v} \geq \bar{\Delta}_{e,v} \gamma_{e,v} + \underline{\Delta}_{e,v} \mu_{e,v} \quad e \in E, \quad v \in V \quad (3.16)$$

$$\gamma_{e,v} + \mu_{e,v} = 1 \quad e \in E, \quad v \in V \quad (3.17)$$

$$x_j \leq y_j \quad j \in J \quad (3.18)$$

$$r_e, q_{e,v}, x_j, \gamma_{e,v}, \mu_{e,v} \geq 0 \quad e \in E, \quad j \in J, \quad v \in V \quad (3.19)$$

Onde $r_e, q_{e,v}, y_j, \gamma_{e,v}$ e $\mu_{e,v}$ são variáveis duais obtidas aplicando dualidade e linearização das restrições associadas com os desvios dos coeficientes e dos graus de robustez. As variáveis r_e e $q_{e,v}$ são usadas para ter em consideração os limites conhecidos do coeficiente \tilde{c}_j , e y_j é utilizado para obter as expressões lineares correspondentes [80].

CAPÍTULO

4

Formulação do Problema

Neste capítulo é realizada a formulação do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis. É referido o horizonte temporal escolhido e são mencionadas as fases elementares para conceber o modelo de otimização. São descritas as variáveis, as restrições do problema e a função objetivo.

4. Formulação do Problema

4.1. Introdução

Neste capítulo pretende-se descrever com algum detalhe o problema do planeamento operacional da exploração de sistemas hídricos reversíveis, nomeadamente a constituição da cascata e as implicações que surgem no tratamento do problema.

Na abordagem do problema será necessário ter em conta a forma de lidar com a não linearidade das variáveis e as restrições do problema, que crescem com o número de centrais incluídas no problema e com o número de períodos para o qual se pretende fazer o planeamento.

Dada a complexidade do processo de otimização de centrais hidroelétricas, devido à incerteza associada à afluência de água e aos preços de mercado, a característica não linear da potência gerada por um aproveitamento hidroelétrico, formaliza-se matematicamente o problema de otimização operacional da cascata de forma a maximizar o lucro, assim como as restrições impostas pelos limites técnicos dos equipamentos.

4.2. Horizonte Temporal

O planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica passa por estabelecer um determinado número de decisões admissíveis num número finito de estádios, isto é, um escalonamento temporal, para uma política de condução da exploração dos sistemas hídricos reversíveis de forma a se obter o melhor desempenho possível, neste caso, a maximização do valor da produção hidroelétrica total, ao longo do horizonte temporal considerado.

O horizonte temporal escolhido resulta de uma série de fatores. Nesta dissertação, o planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica enquadra-se na área do curto prazo, sendo que nestas condições podem-se considerar as grandezas como incertas, dada a segurança com que se podem efetuar previsões sobre grandezas de natureza robusta, como por exemplo, a afluência de água aos reservatórios e os preços de mercado da energia elétrica.

Na sequência da decisão, em estabelecer um planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica de curto prazo, são considerados dois casos atendendo ao número de períodos horários: um caso com 168 períodos horários, o equivalente a uma semana; um caso com 24 períodos horários, o equivalente a um dia correspondente ao mercado diário como é possível verificar na Figura 4.1.

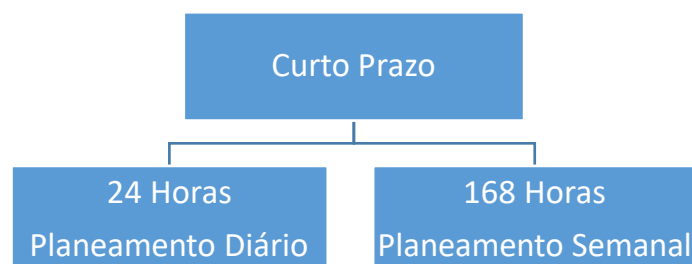


Figura 4.1 – Caracterização do horizonte temporal de curto prazo.

4.3. Modelo de Otimização

Ao conceber um modelo de otimização para um problema deve-se considerar um conjunto de fases, como é apresentado na Figura 4.2:

- Verificação, no contexto do problema, da legitimidade do uso de inequações ou equações lineares;
- Identificação das variáveis de decisão;
- Identificação das restrições;
- Identificação da função objetivo;
- Formulação matemática do problema.

Depois de se obter a formulação matemática, é então possível resolver o problema de otimização.

A otimização da exploração de sistemas hídricos consiste em determinar com racionalidade o volume de água nos reservatórios, o caudal de água turbinado e bombeado nas centrais e o caudal de água descarregado pelos reservatórios, em cada período do horizonte temporal considerado.

As variáveis ligadas aos trânsitos de água estão relacionadas pelas equações de balanço de água. Consequentemente, para atingir racionalidade na gestão é necessário o recurso à simulação computacional do modelo matemático do aproveitamento hidroelétrico, gerando um sistema de informação para o suporte à tomada das decisões, como é possível visualizar através da Figura 4.2.

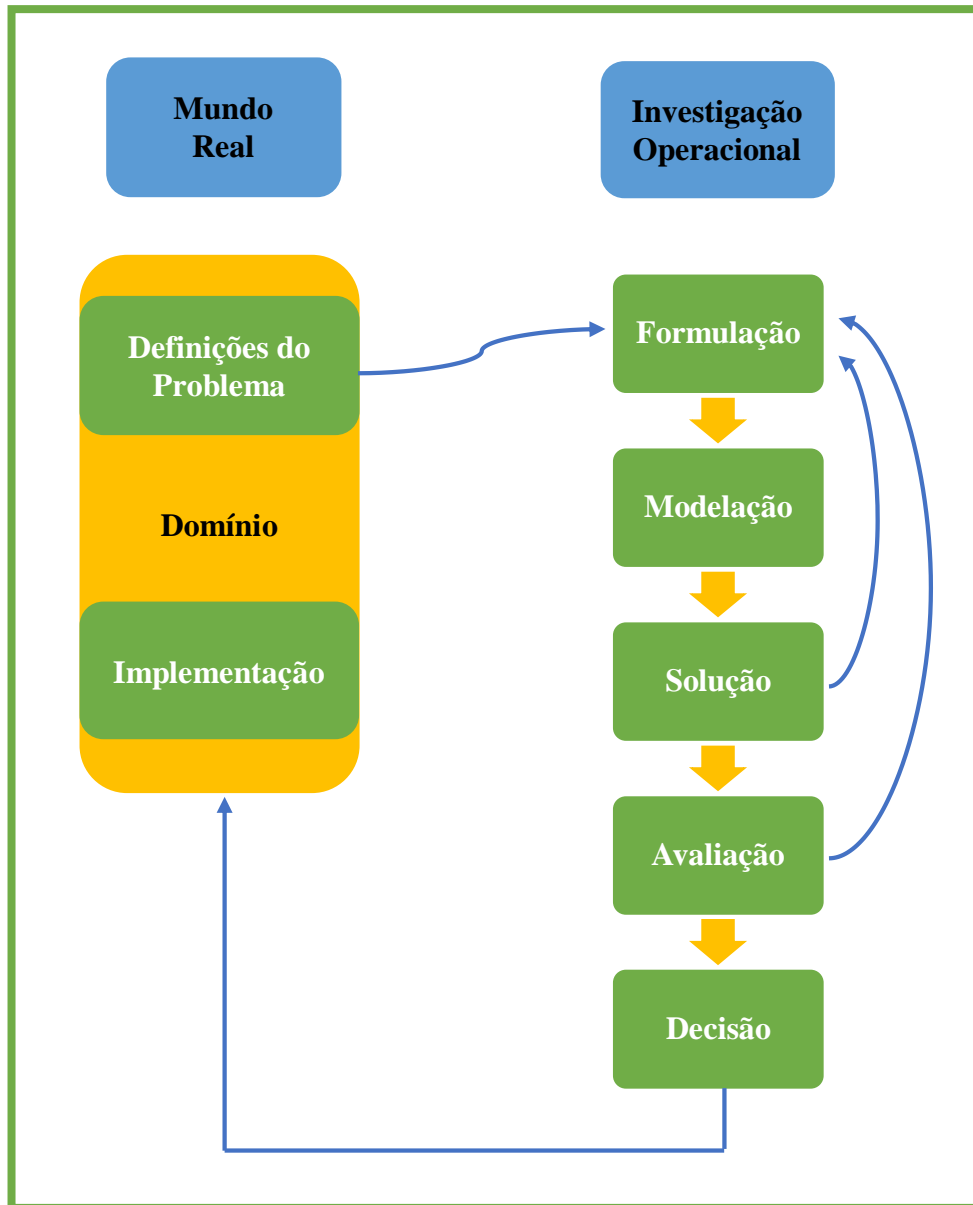


Figura 4.2 – Fases para a conceção de um modelo de otimização.

Uma das variáveis que condiciona os aproveitamentos hidroelétricos é a afluência hídrica, que depende da precipitação e da afluência de outros rios ao rio principal. Dado que o escalonamento temporal considerado é o curto prazo, será possível estimar o valor das afluências aos diferentes reservatórios nos diferentes períodos através de intervalos de incerteza.

No que concerne ao modelo, o problema é abordado realizando uma aproximação linear das curvas de produção de energia, sujeita a três segmentos correspondendo a três níveis diferentes de água armazenada no reservatório, nível baixo, médio e alto, pelo que se analisa o problema de forma linear tendo como objetivo tornar o modelo mais fidedigno da realidade reduzindo assim significativamente o tempo de computação do modelo otimizado pelo *software* GAMS em vez de as curvas de potência de energia serem modeladas através de uma função não linear. Considera-se também os custos de arranque associados ao estado de funcionamento das centrais.

4.4. Variáveis e Restrições

Uma primeira análise que deve ser feita para formular o problema em estudo passa por definir quais as características físicas relevantes, que condicionam a resolução do problema, associadas a cada reservatório. Seguidamente, serão identificadas as principais variáveis que influenciam o comportamento dinâmico do reservatório bem como a função objetivo.

Cada reservatório contém um determinado volume de água para um período correspondente. Por sua vez, o volume de água contido em cada reservatório está dependente não só da afluência de água, mas também do caudal de água turbinado, bombeado e descarregado, devido ao limite de água imposto pelo reservatório como se pode verificar pela Figura 4.3.

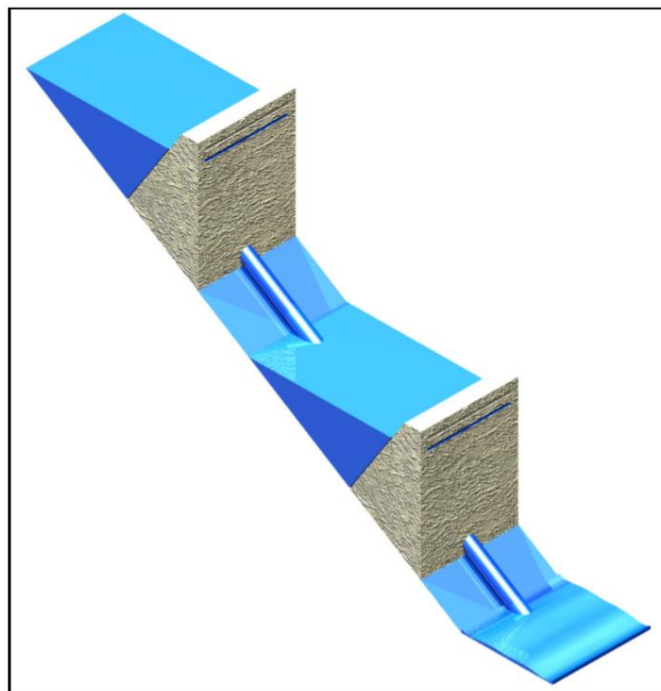


Figura 4.3 – Configuração hidráulica em cascata.

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

Com a apresentação das restrições fundamentais para o problema, é necessário estudar em linguagem matemática como escolher a decisão ótima, implicando que se estabeleça uma equação que traduza o objetivo que se pretende alcançar.

O processo que permite diligenciar a comparação do mérito das diversas políticas possíveis para a exploração dos sistemas hídricos reversíveis é feito através de uma medida global que caracteriza as acuações tomadas durante o horizonte temporal, isto é, uma figura de mérito, designada na linguagem usual da programação matemática por função objetivo [82].

A fórmula adotada para esta função depende, obviamente, dos parâmetros que determinam os fatores de origem económica presentes e dos objetivos a atingir.

A função objetivo pondera, assim e de acordo com o que se deseja, o nível de desempenho atingido para cada uma das várias estratégias admissíveis sobre a exploração ao longo do horizonte do problema.

A aplicação matemática requerida para caracterizar o nível de desempenho deve transformar o conjunto das decisões tomadas sobre os sistemas hídricos reversíveis ao longo do horizonte temporal num objeto matemático pertencente a um conjunto totalmente ordenado, a fim de se poder escolher a melhor de entre as várias estratégias admissíveis [82]. A formulação PLIM robusta para o ponto ótimo do problema de programação de um SHR considerando ambas incertezas na afluência de água aos reservatórios e no preço de mercado para maximizar o lucro do produtor tomador de preços num mercado de eletricidade do dia seguinte é exposto como se segue:

Função Objetivo:

A função objetivo que mede o mérito das decisões tomadas resulta da soma dos lucros obtidos na exploração das centrais hidroelétricas, sendo a expressão do lucro para uma central j dada por:

$$\sum_{k \in K} \sum_{j \in J} [\lambda_k (p_{j,k}^{Turb} - p_{j,k}^{Bomb}) - c_j^{Turb} p_{j,k}^{Turb} - c_j^{Bomb} p_{j,k}^{Bomb} - SU_j^{Turb} y_{j,k}] - r_0 \Psi_0 - \sum_{k \in K} q_{0,k} \quad (4.1)$$

A maximização da função objetivo em (4.1) fornece o lucro para um produtor tomador de preços que contem um sistema hídrico com bombagem e que participa no mercado diário. O lucro é a soma dos termos medindo:

- i) A receita do fluxo da energia elétrica entre o SHR e o mercado, vendendo a energia para bombagem a baixo do preço de custo;
- ii) Os custos de produção do SHR;
- iii) Os custos de arranque das turbinas;
- iv) O custo da avaliação da robustez devido ao parâmetro de robustez, Ψ_0 , capturando a variabilidade dos coeficientes do preço de mercado, λ_k , dentro do intervalo descrito pelo conjunto de incerteza, Λ_k .

Ψ_0 pertence ao intervalo $[0, |k|]$, por exemplo, $\Psi_0 \in [0, 24]$. Por exemplo, se $\Psi_0 = 24$, então o pior cenário de preço é a perceção para ser calculado.

O valor ótimo da função objetivo é determinado pela maximização da soma dos lucros obtidos com a exploração de cada central hidroelétrica j em cada período k contabilizando neste lucro, também, os custos de arranque da turbina a que a central está sujeita durante o horizonte temporal considerado.

Linearização por partes das curvas de produção de energia:

A potência entregue $p_{j,k}^{Turb}$, pela central hidroelétrica j na hora k , necessita de ser descrita por uma formulação linear, sendo a sua descrição realizada pelas restrições dadas por:

$$p_{j,k}^{Turb} - \varphi|_{\bar{v}}(t_{j,k}) = 0 \quad (4.2)$$

Em (4.2) a produção de energia, $p_{j,k}^{Turb}$, é calculada como a função do caudal de água turbinado e do efeito de queda. A função de produção de energia considerando o efeito de queda é dado pela aproximação linear por partes. Nesta aproximação consiste em três segmentos como em [43], correspondendo aos três níveis diferentes de água armazenada no reservatório, nível inferior, médio e superior, como é possível verificar pelas Figura 4.4, para cada uma das centrais. Variáveis binárias são introduzidas para escolher entre os segmentos. Para cada nível de água armazenada a relação $p_{j,k} - t_{j,k}$ é uma aproximação linear por partes com 4 segmentos.

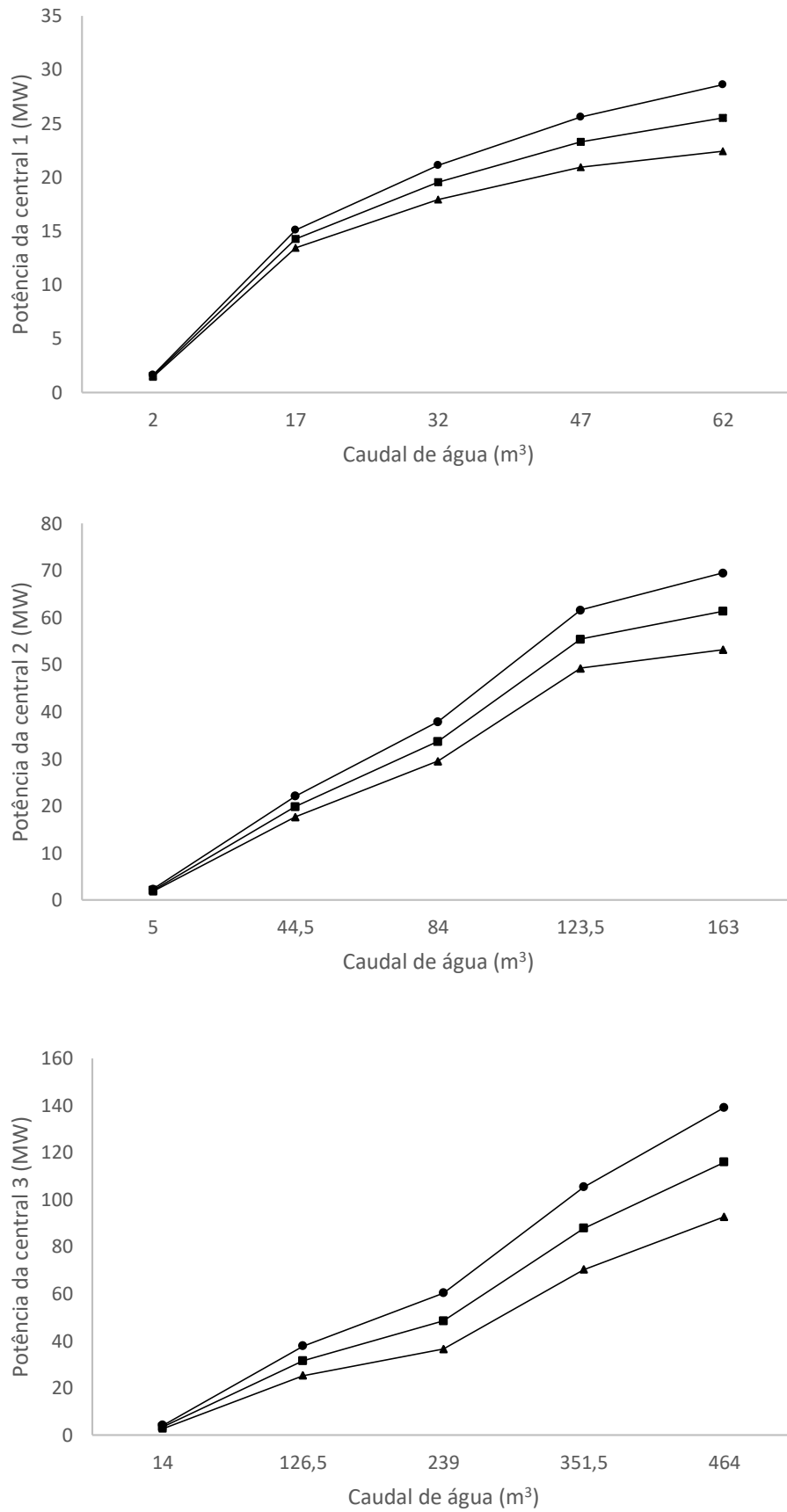


Figura 4.4 – Curvas de produção de energia.

$$t_{j,k} = \sum_{i \in I} (tl_{j,k,i} + \underline{T}_j w_{j,k}) \quad (4.3)$$

Em (4.3), o caudal de água turbinado da central j durante o período k é dada com função das variáveis $tl_{j,k,i}$ e $w_{j,k}$. O valor mínimo de caudal de água turbinado por segmento i é \underline{T}_j , variáveis contínuas não negativas $tl_{j,k,i}$, fornecendo a porção de segmento adicionada i de modo a alcançar o valor para a descarga de água.

$$tl_{j,k,i=1} \leq T_{j,i=1} t_{j,k} \quad (4.4)$$

$$tl_{j,k,i=1} \geq T_{j,i=1} x_{j,k} \quad (4.5)$$

$$tl_{j,k,i} \leq T_{j,i} x_{j,k,i-1} \quad (4.6)$$

$$tl_{j,k,i} \geq T_{j,i} x_{j,k,i-1} \quad (4.7)$$

Em (4.4) – (4.7) são impostos limites de caudal de água turbinado em cada segmento. Os limites baixos tomam valores não negativos para $tl_{j,k,i}$ enquanto o limite superior não ultrapassa o valor máximo de caudal de água turbinado para o segmento i selecionado da curva de produção de energia no período k ; se o segmento i não for escolhido, $x_{j,k,i} = 0$, então o limite superior de $tl_{j,k,i}$ é nulo por isso $tl_{j,k,i} = 0$.

$$d_{j,k}^1 \geq d_{j,k}^2 \quad (4.8)$$

Em (4.8) as variáveis binárias $d_{j,k}^1$ e $d_{j,k}^2$ são utilizadas para selecionar a secção da curva de produção de energia como uma função de armazenamento de água no reservatório.

$$v_{j,k} \geq V_j^L (d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) + V_j^U d_{j,k}^2 \quad (4.9)$$

$$v_{j,k} \leq \bar{V}_j d_{j,k}^2 + V_j^L (1 - d_{j,k}^1) + V_j^U (d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) V_j \quad (4.10)$$

Em (4.8) – (4.10) determina-se a curva de produção de energia ideal em função da água armazenada e de início e de fim de cada curva de potência.

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^1 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^1 tl_{j,k,i} - \bar{P}_j^{Turb} (d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \leq 0 \quad (4.11)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^1 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^1 tl_{j,k,i} + \bar{P}_j^{Turb} (d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \geq 0 \quad (4.12)$$

Em (4.11) e (4.12) a produção de energia é determinada para a curva de potência inferior.

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^2 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^2 tl_{j,k,i} - \bar{P}_j^{Turb} (1 - d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \leq 0 \quad (4.13)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^2 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^2 tl_{j,k,i} + \bar{P}_j^{Turb} (1 - d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \geq 0 \quad (4.14)$$

Em (4.13) e (4.14) a produção de energia é determinada para a curva de potência média.

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^3 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^3 tl_{j,k,i} - \bar{P}_j^{Turb} (2 - d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) \leq 0 \quad (4.15)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^3 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^3 tl_{j,k,i} + \bar{P}_j^{Turb} (2 - d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) \geq 0 \quad (4.16)$$

Em (4.15) e (4.16) a produção de energia é determinada para a curva de potência superior.

Restrições Operacionais:

$$p_{j,k}^{Bomb} - \eta b_{j,k} = 0 \quad (4.17)$$

Em (4.17) a quantidade de energia consumida pela bomba é limitada pela capacidade física do equipamento.

Para que em um aproveitamento hidroelétrico não haja violação de limites técnicos é importante impor restrições que impeçam essas violações. Por exemplo, na Figura 4.4 estão representados os volumes máximo e mínimo de um reservatório, que impedem que sejam violados respectivamente o volume máximo de água possível para o reservatório, que acarretaria uma situação de risco na sua exploração, e de igual modo que o volume mínimo de água seja violado que acarretaria a eventual obstrução das grelhas por acumulação de resíduos transportados pelo caudal de água afluente.

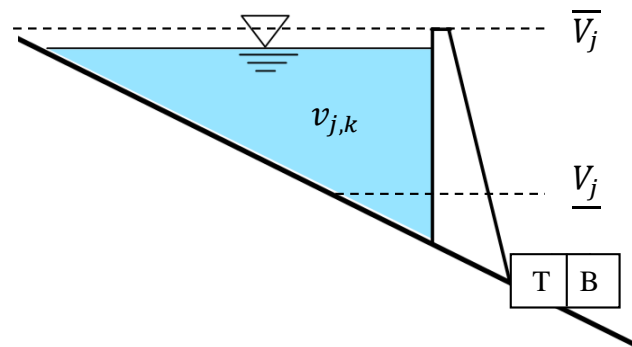


Figura 4.5 – Volume mínimo e máximo de água num reservatório.

$$\underline{V}_j \leq v_{j,k} \leq \bar{V}_j \quad (4.18)$$

Em (4.18) são definidos os limites superiores e inferiores de armazenamento de água.

De forma a evitar as zonas proibidas, para as quais as unidades hídricas não podem funcionar devido a vibrações mecânicas ou cavitação. As zonas proibidas de geração impõem dificuldades adicionais, devido ao aumento do número de estado possíveis para as unidades e o conseqüente aumento da dimensão do problema. A Figura 4.6 e 4.7 mostra a existência de uma zona proibida, entre 0 e \underline{T}_j Para modo de funcionamento como turbina e entre 0 e \underline{B}_j para modo de funcionamento como bomba, respetivamente.

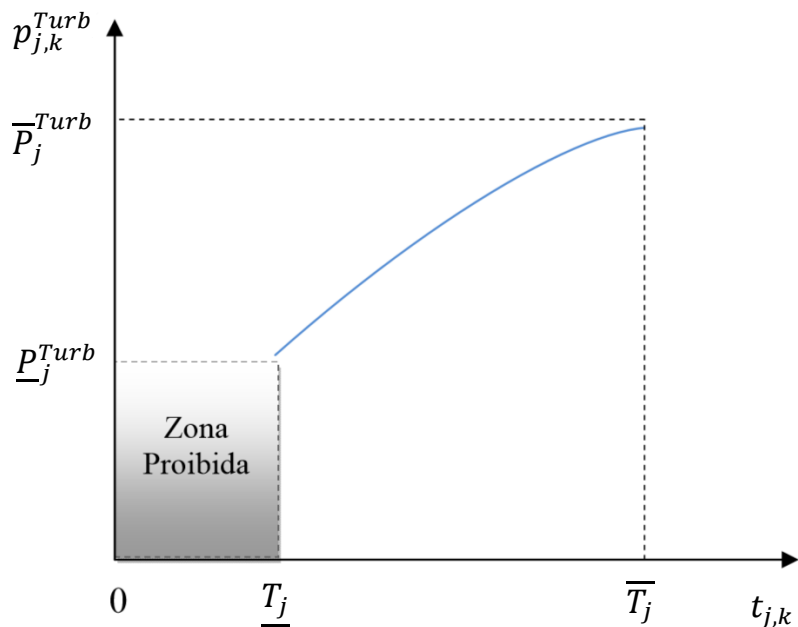


Figura 4.6 – Zona proibida em modo de funcionamento como turbina.

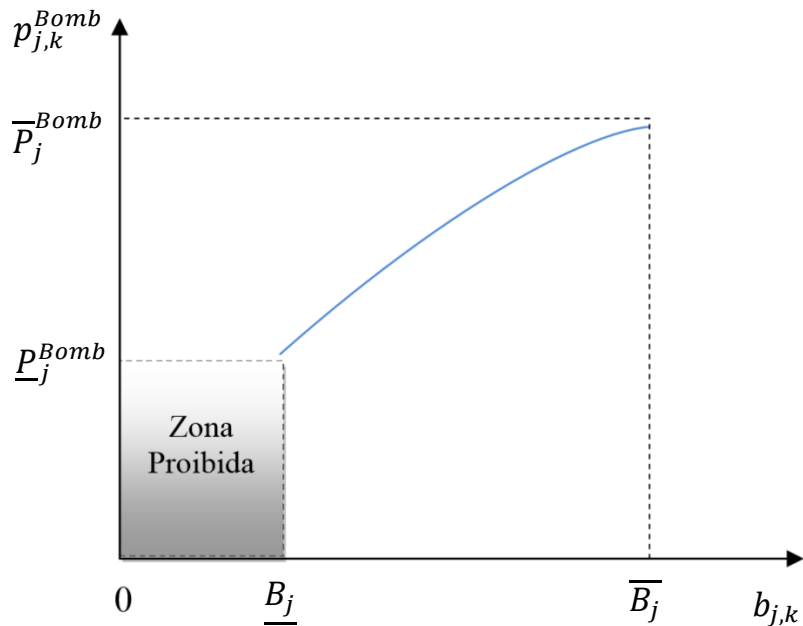


Figura 4.7 – Zona proibida em modo de funcionamento como bomba.

O processo de ligar ou desligar unidades hídricas durante os períodos de planeamento requer que as unidades sejam dependentes de variáveis binárias (0 = unidade desligada; 1 = unidade ligada), como é possível verificar nas seguintes equações:

$$w_{j,k} \underline{T}_j \leq t_{j,k} \leq w_{j,k} \overline{T}_j \quad (4.19)$$

$$r_{j,k} \underline{B}_j \leq b_{j,k} \leq r_{j,k} \overline{B}_j \quad (4.20)$$

Em (4.19) e (4.20) são estabelecidos os limites superior e inferior do caudal de água turbinado e do caudal de água bombeado, respetivamente.

$$t_{j,k} - R_j^{Turb} \leq t_{j,k+1} \leq t_{j,k} + R_j^{Turb} \quad (4.21)$$

$$b_{j,k} - R_j^{Bomb} \leq b_{j,k+1} \leq b_{j,k} + R_j^{Bomb} \quad (4.22)$$

Em (4.21) e (4.22) são equações de restrições de rampa para o modo de funcionamento como turbina ou como bomba, respetivamente, impedindo que em cada período seja reduzido ou aumentado o valor da potência de forma arbitrária, por exemplo, impõe que a variação máxima que a potência possa sofrer em cada período seja R_j^{Turb} ou R_j^{Pump} . Assim, para uma central hidroelétrica entrar em operação deve respeitar limites de acréscimo ou decréscimo na sua potência entre períodos consecutivos.

$$w_{j,k} \underline{P}_j^{Turb} \leq p_{j,k}^{Turb} \leq w_{j,k} \overline{P}_j^{Turb} \quad (4.23)$$

$$r_{j,k} \underline{P}_j^{Bomb} \leq p_{j,k}^{Bomb} \leq r_{j,k} \overline{P}_j^{Bomb} \quad (4.24)$$

Em (4.23) e (4.24) impõem-se os limites superior e inferior na geração de potência e consumo de energia, respetivamente.

$$s_{j,k} \geq Y_j y_{j,k} + W_j n_{j,k} \quad (4.25)$$

Em (4.25) é imposto o caudal de água descarregado necessário para o arranque da bomba ou para a operação da turbina.

$$s_{j,k} \geq 0 \quad (4.26)$$

Em (4.26) é imposto um valor não negativo para o caudal de água descarregado. Considera-se que não existe um valor máximo para a descarga de água pelos reservatórios, embora este valor seja geralmente elevado pelo que esta consideração é aceitável, evitando com isto a introdução de mais restrições no formalismo.

$$y_{j,k} - z_{j,k} = w_{j,k} - w_{j,k-1} \quad (4.27)$$

$$y_{j,k} + z_{j,k} \leq 1 \quad (4.28)$$

Em (4.27) e (4.28) são impostas restrições no estado de arranque e de paragem das turbinas.

$$n_{j,k} - m_{j,k} = r_{j,k} - r_{j,k-1} \quad (4.29)$$

$$n_{j,k} + m_{j,k} \leq 1 \quad (4.30)$$

Em (4.29) e (4.30) são impostas restrições no estado de arranque e de paragem das bombas.

$$w_{j,k} + r_{j,k} \leq 1 \quad (4.31)$$

Em (4.31) impõem-se que se a operação com a turbina está ligada, a bombagem está desligada e vice-versa.

$$v_{j,0} = V_j^{Inicial} \quad (4.32)$$

$$v_{j,k} = V_j^{Final} \quad (4.33)$$

Em (4.32) e (4.33) impõem-se os níveis iniciais e finais do reservatório.

Restrições de Robustez:

Em (4.34) – (4.41) são impostas restrições ao modelo robusto dado por (3.15) – (3.19) referente ao Capítulo 3.

Considere a Figura 4.8, que representa um aproveitamento hidroelétrico em cascata genérico, com as albufeiras $i = 1, 2, \dots, I$ e admita que existem centrais hidroelétricas entre albufeiras consecutivas até ao mar, considerando que o mar é o fim da cascata.

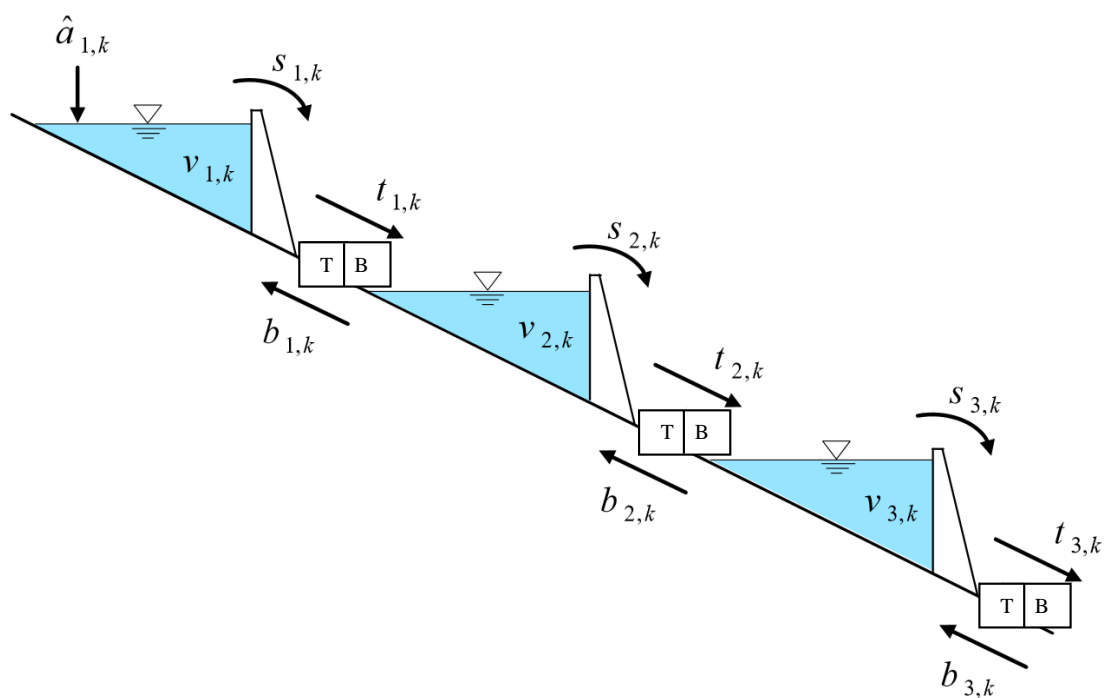


Figura 4.8 – SHR com três reservatórios em cascata.

As equações que descrevem uma cascata de aproveitamentos hidroelétricos são as equações provenientes do balanço dos fluxos de água em cada reservatório, que representam a conservação do volume de água. A equação da dinâmica dum reservatório, proveniente do balanço dos fluxos de água no reservatório, é do seguinte tipo:

$$v_{j,k} - v_{j,k-1} - \hat{a}_{j,k} - \sum_{m \in M_j} (t_{m,k-\tau_{m,j}} + s_{m,k-\tau_{m,j}} - b_{m,k-\tau_{m,j}}) + t_{j,k} + s_{j,k} - b_{j,k} + r_k \Psi_k + q_k = 0 \quad \forall k | \underline{\Delta}_k, \bar{\Delta}_k > 0 \quad (4.34)$$

Em (4.34) é estabelecida a equação de balanço da água para os reservatórios considerando a incerteza de $\hat{a}_{j,k}$, tomando valores no intervalo de $[\hat{a}_{j,k} - \underline{\Delta}_k, \hat{a}_{j,k} + \bar{\Delta}_k]$, com $\underline{\Delta}_k, \bar{\Delta}_k \geq 0$, $\underline{\Delta}_k$ e $\bar{\Delta}_k$ sendo respetivamente os desvios mínimo e máximo do valor médio de \hat{a}_k . Se não existe incerteza na afluência de água $\hat{a}_{j,k}$, $\underline{\Delta}_k = \bar{\Delta}_k = 0$, por exemplo, $\Psi_k = 0$.

$$r_0 + q_{0,k} \geq g_{k,e} y_k \quad \forall k \in J_0 \quad (4.35)$$

Em (4.35) é limitado o desvio de preço de mercado tendo em consideração o conjunto de incerteza Λ_k .

$$r_0 + q_k \geq \bar{\Delta}_k \gamma_k + \underline{\Delta}_k \mu_k \quad \forall k | \underline{\Delta}_k, \bar{\Delta}_k > 0 \quad (4.36)$$

Em (4.36) são limitados os desvios da afluência de água ao reservatório considerando o conjunto de incerteza v_k .

$$\gamma_k + \mu_k = 1 \quad k \in K \quad (4.37)$$

Em (4.37) impõem-se uma forte dualidade para pesar os desvios da afluência de água ao reservatório.

$$\sum_{j \in J} (p_{j,k}^{Turb} - p_{j,k}^{Bomb}) \leq y_k \quad \forall k \quad (4.38)$$

$$y_k \geq 0 \quad \forall k \quad (4.39)$$

$$r_k \geq 0 \quad \forall k \quad (4.40)$$

$$q_k \geq 0 \quad \forall k | \underline{\Delta}_k, \bar{\Delta}_k > 0 \quad (4.41)$$

Em (4.38) – (4.41) são restrições onde é imposto um valor não negativo para as respetivas variáveis.

Curva de Oferta:

A curva de oferta que dá o nível de produção de um determinado preço de mercado é alcançada da seguinte maneira: sub-intervalos são obtidos pelo intervalo de porção do preço de mercado; o modelo PLIM robusto proposto resolve-se a cada sub-intervalo (4.1) – (4.41) para obter o nível ótimo de produção; a informação do nível ótimo de produção em combinação com ao sub-intervalo correspondente são associadas para obter a curva de oferta hora a hora.

- Passo 1) Inicie Ψ_k para os valores escolhidos.
- Passo 2) Inicie o índice de iteração, $e \leftarrow 1$, e o conjunto de preços de mercado para o pior caso, por exemplo, $\lambda_k = \bar{\lambda}_k (k = 1, \dots, K)$ na função objetivo e $\Psi_0 = K$ para considerar todos os desvios de preço máximos possíveis.
- Passo 3) Estabeleça $g_{k,e} = Q_e(\bar{\lambda}_k - \underline{\lambda}_k)$, onde Q_e é um valor de aumento monótono em $[0,1]$. Q_e permite fornecer subintervalos da forma $[\bar{\lambda}_k, \bar{\lambda}_k - g_{k,e}]$.
- Passo 4) Computorize o nível de produção de energia, $p_{k,e}$ para iteração e ao resolver o modelo PLIM robusto (16) – (56) e atualize os preços de mercado $\lambda_k \leftarrow \bar{\lambda}_k - g_{k,e}$.
- Passo 5) Atualize Q_e , por exemplo $Q_{e+1} \leftarrow Q_e + \varepsilon$, onde ε é um valor de constante não negativo.
- Passo 6) Se $Q_{e+1} < 1$, então atualize $e \leftarrow e + 1$ e vá ao passo 3. Caso contrário vá ao passo 7.

- Passo 7) Obtenha o ponto da curva de oferta na hora k : $(p_{k,e}, \lambda_k)$. Um par $(p_{k,e}, \lambda_k (= \bar{\lambda}_k - g_{k,e}))$ é obtido em cada iteração e para a hora k , satisfazendo a relação de dar uma curva de oferta não decrescente monotonamente.

O fluxograma do procedimento é mostrado na Figura 4.9.

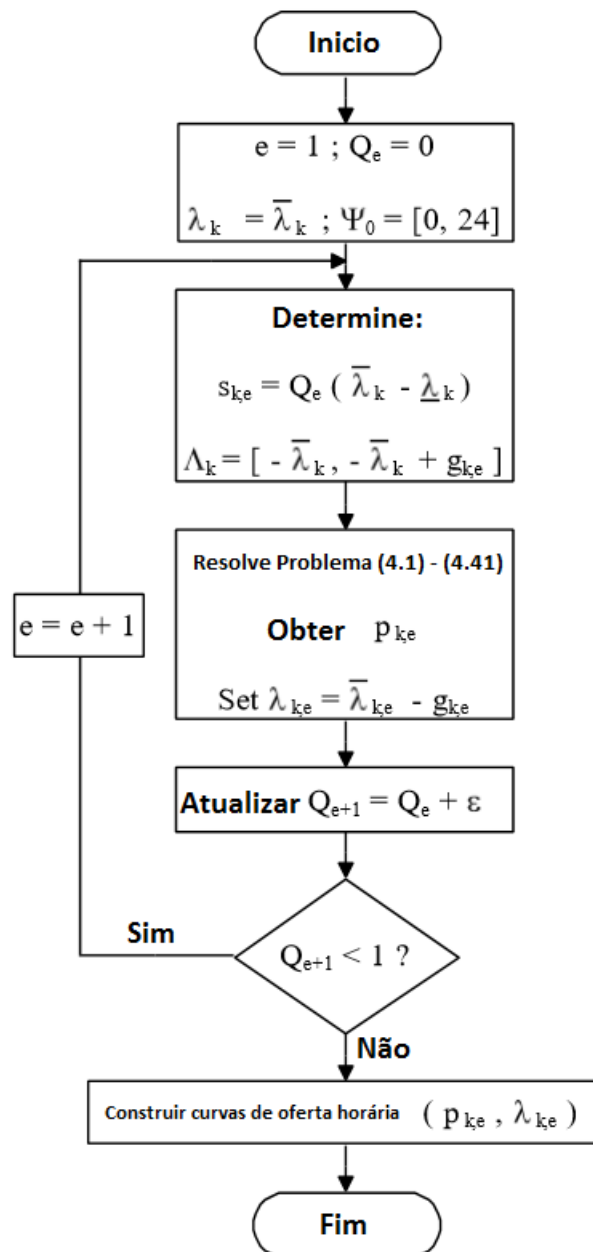


Figura 4.9 – Fluxograma do algoritmo proposto.

CAPÍTULO

5

Análise do Caso de Estudo

Neste capítulo é realizada a abordagem ao caso de estudo considerado nesta aplicação, um caso de estudo com três reservatórios. É aplicada a formulação matemática já anteriormente abordada, particularizando o modelo matemático que fundamenta o presente estudo. Seguidamente é testada a metodologia proposta para a resolução do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis. São apresentados e comparados os resultados de simulação computacional, variando o parâmetro de robustez, relativos à aplicação da metodologia do problema considerando intervalos de incerteza para a afluência de água e para os preços de mercado.

5. Análise do Caso de Estudo

5.1. Introdução

Neste Capítulo é apresentado o caso de estudo para um conjunto de três reservatórios em cascata, de acordo com o horizonte temporal considerado que corresponde a 24 horas. Assim, recorrendo à formulação apresentada nos Capítulos 3 e 4, pretende-se estudar o formalismo para a obtenção da solução ótima para este conjunto de reservatórios em cascata, contribuindo para uma melhor compreensão do problema em estudo.

Cada uma das unidades hídricas tem associadas capacidades de armazenamento nos reservatórios, limitadas superiormente e inferiormente. Os volumes iniciais de água nos reservatórios são conhecidos e os volumes finais de água nos reservatórios são escolhidos [82], atendendo a um processo de otimização. Os valores para os caudais de água turbinados e bombeados são limitados superiormente e inferiormente; os limites máximos para os volumes de água e para os caudais de água turbinados e bombeados são distintos; ainda, foi considerada a possibilidade de descarga de água em cada reservatório. Restrições de rampa quer para o modo de funcionamento como turbina quer como bomba.

Os custos de arranque das unidades geradoras foram considerados, SU. Além disso, considerou-se a existência de zonas proibidas para as quais as unidades não podem funcionar. Essas zonas resultam de vibrações mecânicas, cavitação e níveis de baixa eficiência [83], [84].

As restrições de rampa também foram consideradas para as unidades quer quando estão a turbinar quer quando estão a bombear o caudal de água. Por forma a tornar o modelo o mais real e fiel possível, foram também considerados intervalos de incerteza para a afluência de água e para os preços de mercado e a linearização por partes das curvas de produção de energia.

5.2. Descrição do Caso de Estudo

Neste caso de estudo, considera-se que apenas o reservatório 1 tem aflúências externas, sendo que os reservatórios 2 e 3 recebem apenas a água vinda do reservatório a montante (Figura 5.1). Por aflúência externa entende-se quantidade de água afluenta a um determinado reservatório, de origem diferente das descargas a montante, durante um período.

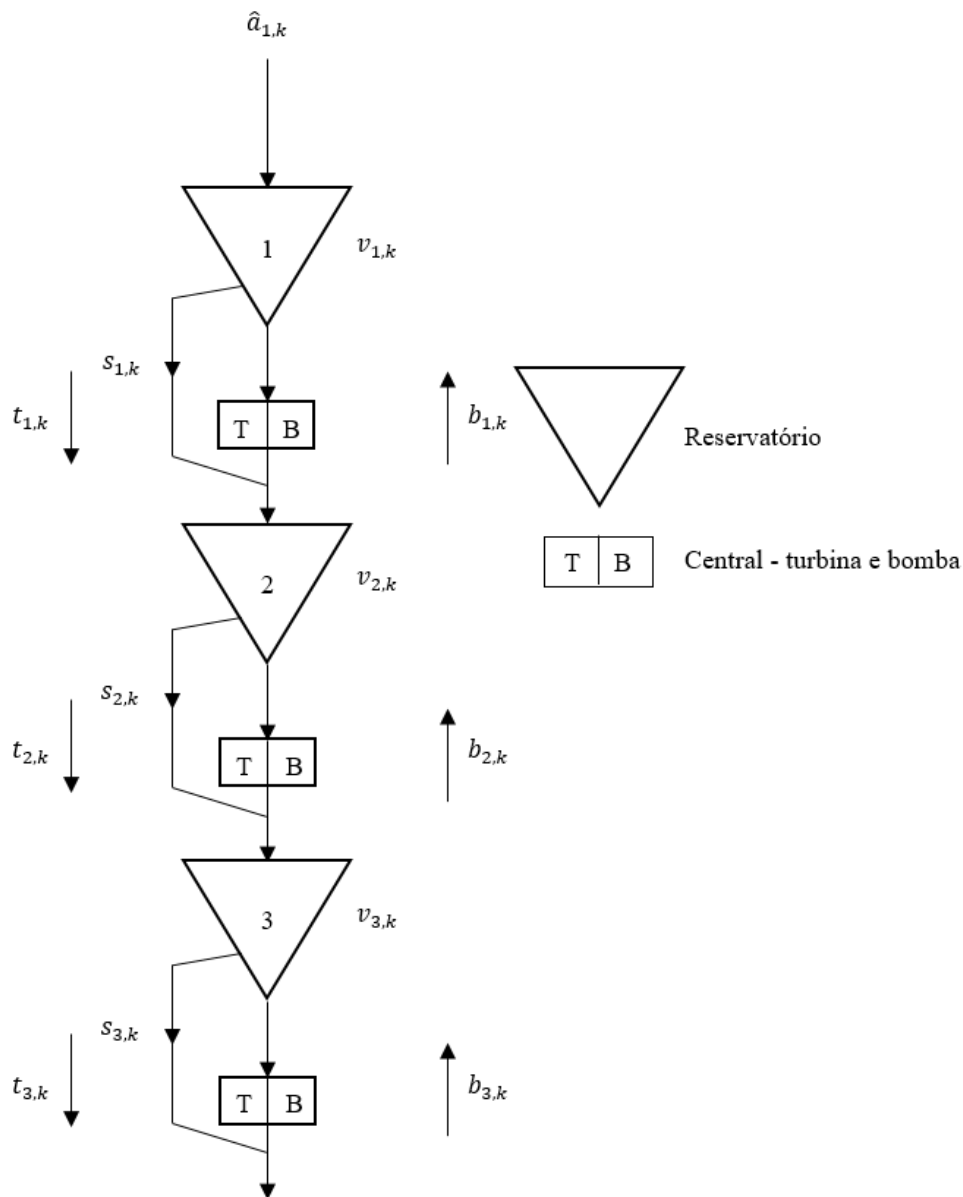


Figura 5.1 – Sistema hidroelétrico com três reservatórios em cascata.

Para este caso de estudo, aproveitamento hidroelétrico em cascata, com três reservatórios e com 24 períodos no horizonte temporal, ou seja, 24 horas, as restrições de igualdade e desigualdade são dadas por:

- Equação de balanço de água:

$$v_{j,k} - v_{j,k-1} - \hat{a}_{j,k} - \sum_{m \in M_j} (t_{m,k-\tau_{m,j}} + s_{m,k-\tau_{m,j}} - b_{m,k-\tau_{m,j}}) + t_{j,k} + s_{j,k} - b_{j,k} + r_k \Psi_k + q_k = 0 \quad \forall k | \underline{\Delta}_k, \bar{\Delta}_k > 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.1)$$

- Restrição de Rampa – funcionamento como turbina:

$$t_{j,k} - R_j^{Turb} \leq t_{j,k+1} \leq t_{j,k} + R_j^{Turb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.2)$$

A restrição de rampa associada ao funcionamento como turbina é uma restrição de dupla desigualdade, pelo que tem de ser subdividida em duas inequações. Esta subdivisão revela-se importante na medida em que o modelo do programa computacional foi concebido para que os valores mínimos e máximos, sejam constantes, respetivamente:

$$-t_{j,k+1} + t_{j,k} \leq R_j^{Turb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.3)$$

$$t_{j,k+1} - t_{j,k} \leq R_j^{Turb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.4)$$

- Restrição de Rampa – funcionamento como bomba:

$$b_{j,k} - R_j^{Bomb} \leq b_{j,k+1} \leq b_{j,k} + R_j^{Bomb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.5)$$

A restrição de rampa associada ao funcionamento como bomba é uma restrição de dupla desigualdade, pelo que tem de ser subdividida em duas inequações. Esta subdivisão revela-se importante na medida em que o modelo do programa computacional foi concebido para que os valores mínimos e máximos, sejam constantes, respetivamente:

$$-b_{j,k+1} + b_{j,k} \leq R_j^{Bomb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.6)$$

$$b_{j,k+1} - b_{j,k} \leq R_j^{Bomb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.7)$$

- Restrição associada com a zona proibida – funcionamento como turbina:

$$w_{j,k} \underline{T}_j \leq t_{j,k} \leq w_{j,k} \overline{T}_j \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.8)$$

A restrição associada com a zona proibida em modo de funcionamento como turbina é uma restrição de dupla desigualdade, pelo que tem de ser subdividida em duas inequações. Esta subdivisão revela-se importante na medida em que o modelo do programa computacional foi concebido para que os valores mínimos e máximos, sejam constantes, respetivamente:

$$t_{j,k} - w_{j,k} \underline{T}_j \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.9)$$

$$-t_{j,k} + w_{j,k} \overline{T}_j \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.10)$$

- Restrição associada com a zona proibida – funcionamento como bomba:

$$r_{j,k} \underline{B}_j \leq b_{j,k} \leq r_{j,k} \overline{B}_j \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.11)$$

A restrição associada com a zona proibida em modo de funcionamento como bomba é uma restrição de dupla desigualdade, pelo que tem de ser subdividida em duas inequações. Esta subdivisão revela-se importante na medida em que o modelo do programa computacional foi concebido para que os valores mínimos e máximos, sejam constantes, respetivamente:

$$b_{j,k} - r_{j,k} \underline{B}_j \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.12)$$

$$-b_{j,k} + r_{j,k} \overline{B}_j \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.13)$$

- Equação que determina o estado das centrais hidroelétricas - funcionamento como turbina:

$$y_{j,k} - z_{j,k} = w_{j,k} - w_{j,k-1} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.14)$$

$$y_{j,k} + z_{j,k} \leq 1 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.15)$$

- Equação que determina o estado das centrais hidroelétricas - funcionamento como bomba:

$$n_{j,k} - m_{j,k} = r_{j,k} - r_{j,k-1} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.16)$$

$$n_{j,k} + m_{j,k} \leq 1 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.17)$$

- Restrição associada à potência gerada – funcionamento como turbina:

$$w_{j,k} p_{j,k}^{Turb} \leq p_{j,k}^{Turb} \leq w_{j,k} \overline{P}_j^{Turb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.18)$$

A restrição associada à potência gerada em modo de funcionamento como turbina é uma restrição de dupla desigualdade, pelo que tem de ser subdividida em duas inequações. Esta subdivisão revela-se importante na medida em que o modelo do programa computacional foi concebido para que os valores mínimos e máximos, sejam constantes, respetivamente:

$$p_{j,k}^{Turb} - w_{j,k} p_{j,k}^{Turb} \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.19)$$

$$-p_{j,k}^{Turb} + w_{j,k} \overline{P}_j^{Turb} \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.20)$$

- Restrição associada à potência consumida – funcionamento como bomba:

$$r_{j,k} p_{j,k}^{Bomb} \leq p_{j,k}^{Bomb} \leq r_{j,k} \overline{P}_j^{Bomb} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.22)$$

A restrição associada à potência consumida em modo de funcionamento como bomba é uma restrição de dupla desigualdade, pelo que tem de ser subdividida em duas inequações. Esta subdivisão revela-se importante na medida em que o modelo do programa computacional foi concebido para que os valores mínimos e máximos, sejam constantes, respetivamente:

$$p_{j,k}^{Bomb} - r_{j,k} p_{j,k}^{Bomb} \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.23)$$

$$-p_{j,k}^{Bomb} + r_{j,k} \overline{P}_j^{Bomb} \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.24)$$

- Restrição associada ao modo de funcionamento como turbina ou bomba:

$$w_{j,k} + r_{j,k} \leq 1 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.25)$$

- Restrição de caudal descarregado:

$$s_{j,k} \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.26)$$

- Restrição de caudal descarregado necessário ao funcionamento da central:

$$s_{j,k} \geq Y_j y_{j,k} + W_j n_{j,k} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.27)$$

A expressão matemática que permite determinar o valor ótimo da função objetivo é indicada em (4.1) e para este caso de estudo com três reservatórios e com 24 períodos de horizonte temporal é dada por:

$$\sum_{k \in K} \sum_{j \in J} [\lambda_k (p_{j,k}^{Turb} - p_{j,k}^{Pump}) - c_j^{Turb} p_{j,k}^{Turb} - c_j^{Pump} p_{j,k}^{Pump} - S U_j^{Turb} y_{j,k}] - r_0 \Psi_0 - \sum_{k \in K} q_{0,k} \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.28)$$

Sabendo que a função objetivo depende da potência entregue e que por sua vez a potência é representada através de uma função linear por partes indicada anteriormente pelas equações (4.8) – (4.16), é de seguida indicada a respetiva potência entregue para cada reservatório:

$$d_{j,k}^1 \geq d_{j,k}^2 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.29)$$

$$v_{j,k} \geq V_j^L (d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) + V_j^U d_{j,k}^2 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.30)$$

$$v_{j,k} \leq \bar{V}_j d_{j,k}^2 + V_j^L (1 - d_{j,k}^1) + V_j^U (d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) V_j \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.31)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^1 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^1 tl_{j,k,i} - \bar{P}_j^{Turb} (d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \leq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.32)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^1 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^1 tl_{j,k,i} + \bar{P}_j^{Turb} (d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.33)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^2 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^2 tl_{j,k,i} - \bar{P}_j^{Turb} (1 - d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \leq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.34)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^2 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^2 tl_{j,k,i} + \bar{P}_j^{Turb} (1 - d_{j,k}^1 + d_{j,k}^2) \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.35)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^3 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^3 tl_{j,k,i} - \bar{P}_j^{Turb} (2 - d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) \leq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.36)$$

$$p_{j,k}^{Turb} - Pt_j^3 w_{j,k} - \sum_{i \in I} \delta_{j,i}^3 tl_{j,k,i} + \bar{P}_j^{Turb} (2 - d_{j,k}^1 - d_{j,k}^2) \geq 0 \quad j \in \{1,2,3\} \quad k \in \{1 \dots 24\} \quad (5.37)$$

5.3. Resultados do Caso de Estudo

Neste subcapítulo são apresentados os resultados numéricos obtidos, ilustrando o desempenho da nova metodologia para a resolução do problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata de curto prazo para um produtor de preço tomador, baseada em otimização robusta e PLIM. O produtor participa no mercado de eletricidade do dia seguinte e quer ter em conta que não apenas a produção de energia de um SHR é em função da água turbinada e queda, mas também dos custos de arranque associados às unidades. Os resultados numéricos obtidos dizem respeito ao aproveitamento hidroelétrico em cascata indicado respetivamente na Figura 5.1.

A metodologia de otimização proposta para resolver o problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis de curto prazo considera não só o efeito de queda, mas também as contribuições apresentadas ao longo da dissertação, nomeadamente:

- As regiões proibidas de funcionamento, impedindo a exploração em zonas consideradas irregulares.
- Os custos de arranque, de forma a evitar que as centrais hidroelétricas estejam sujeitas a arranques frequentes.
- As restrições de rampa, que impõem que alterações de potência entre períodos consecutivos sejam adequadamente limitadas.
- A linearização por partes das curvas de produção de energia, tornando o tempo de computação mais rápido.

- Os Intervalos de incerteza associados à afluência de água aos reservatórios e aos preços de mercado, de forma a tornar o modelo mais fidedigno da realidade.

Esta metodologia de otimização foi aplicada a um caso de estudo baseado em cascatas hídricas existentes em Portugal. Ao longo da exposição do Capítulo é feito um estudo comparativo em que o parâmetro de robustez varia dentro de um intervalo $[0, 24]$, por forma a revelar as vantagens desta metodologia.

A metodologia foi desenvolvida e executada com recurso ao *software* informático GAMS, sendo usado o *solver* de otimização CPLEX 12.1 para resolver o problema correndo em Intel i7. As simulações numéricas foram realizadas num computador com um processador 2.40 GHz e 16.0 GB de RAM.

O SHR é mostrado na figura 5.2. A informação hidrográfica para as unidades de SHR e os parâmetros da linearização da curva de produção de energia são mostrados na Tabela 5.1 e Tabela 5.2, respetivamente.

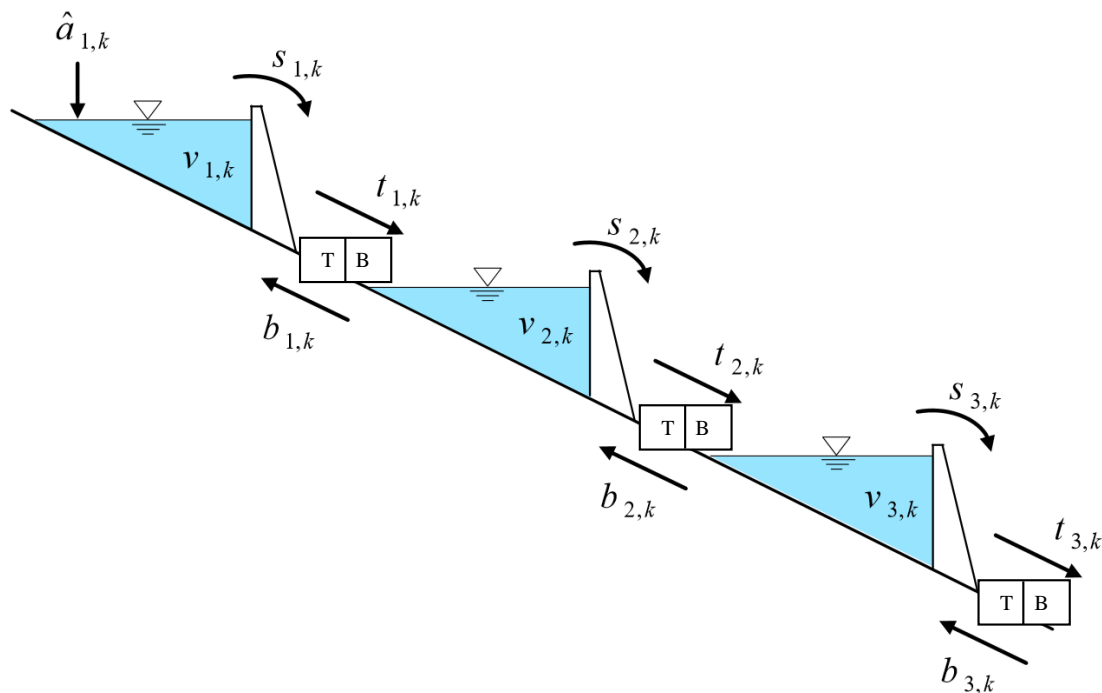


Figura 5.2 – SHR com três reservatórios em cascata.

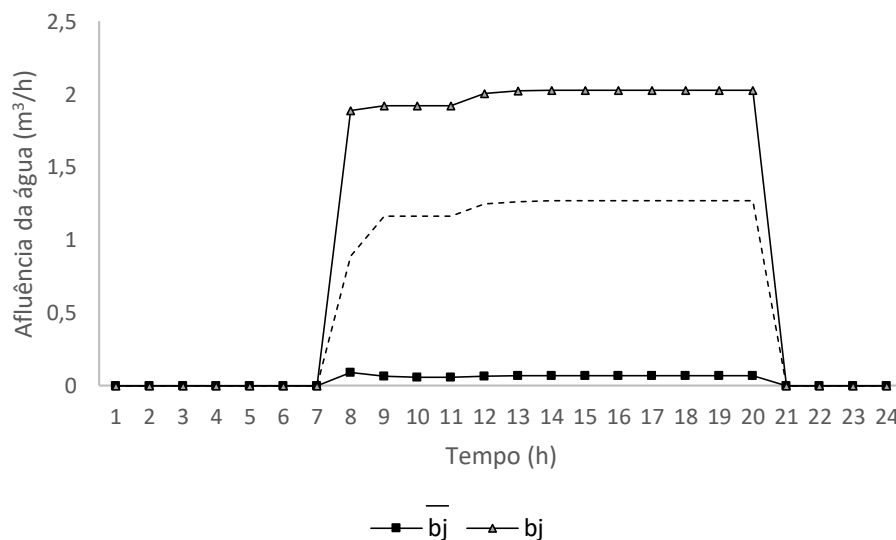
Tabela 5.1 – Dados do SHR.

	1	2	3
\underline{V}_j (hm ³)	6	6	6
\overline{V}_j (hm ³)	225	162	1200
V_j^L (hm ³)	152	100	500
V_j^U (hm ³)	200	150	1000
$v_{j,0}$ (hm ³)	150	80	790
\underline{P}_j^{Bomb} (MW)	0	0	0
\overline{P}_j^{Bomb} (MW)	16,58	7,02	16,32
\underline{P}_j^{Turb} (MW)	0	0	0
\overline{P}_j^{Turb} (MW)	28,62	69,52	139,05
Pt_j^1 (MW)	1,44	1,90	2,70
Pt_j^2 (MW)	1,53	2,13	2,37
Pt_j^3 (MW)	2,70	3,38	4,05
\underline{B}_j (m ³ /s)	0	0	0
\overline{B}_j (m ³ /s)	25,50	10,80	25,10
\underline{T}_j (m ³ /s)	2	5	14
\overline{T}_j (m ³ /s)	62	163	464
W_j (m ³ /s)	0,03	0,10	0,08
Y_j (m ³ /s)	0,15	0,10	0,05
R_j^{Turb} (MW)	14,31	34,76	69,53
R_j^{Bomb} (MW)	12,75	5,4	12,55
SU_j^{Turb} (€)	110	150	200
Tempo de atraso (h)	2	2	2

Tabela 5.2 – Parâmetros de linearização das curvas de produção de energia.

	1	2	3
$\delta_{j,1}^k$ [MW/(m ³ /s)]	0,80	0,40	0,20
$\delta_{j,2}^k$ [MW/(m ³ /s)]	0,30	0,30	0,10
$\delta_{j,3}^k$ [MW/(m ³ /s)]	0,20	0,50	0,30
$\delta_{j,4}^k$ [MW/(m ³ /s)]	0,10	0,10	0,20
$T_{j,i}^k$ (m ³ /s)	15	39,50	112,50

Os segmentos da linearização são divididos igualmente para cada central, como mostrado na ultima fila da Tabela 5.2. Apenas o primeiro reservatório tem afluência de água com valores baseados na informação dada em [85]. A média horária do modelo de incerteza da afluência de água pelos intervalos de previsão assimétricos é mostrada na Figura 5.3.


Figura 5.3 – Incerteza da afluência de água modelada através de intervalos de previsão.

Os objetivos nos valores de armazenamento final e inicial para os reservatórios são dados através de estratégias a médio prazo, como em [86], neste caso de estudo assume-se que o valor final de armazenamento é igual ao valor inicial de armazenamento para os reservatórios de um SHR. Os intervalos de previsão do preço modelado num horizonte temporal de 24 horas são retirados do histórico da informação do MIBEL [87]. A incerteza dos preços de mercado modelado pelos intervalos de previsão assimétrica é mostrada na Figura 5.4.

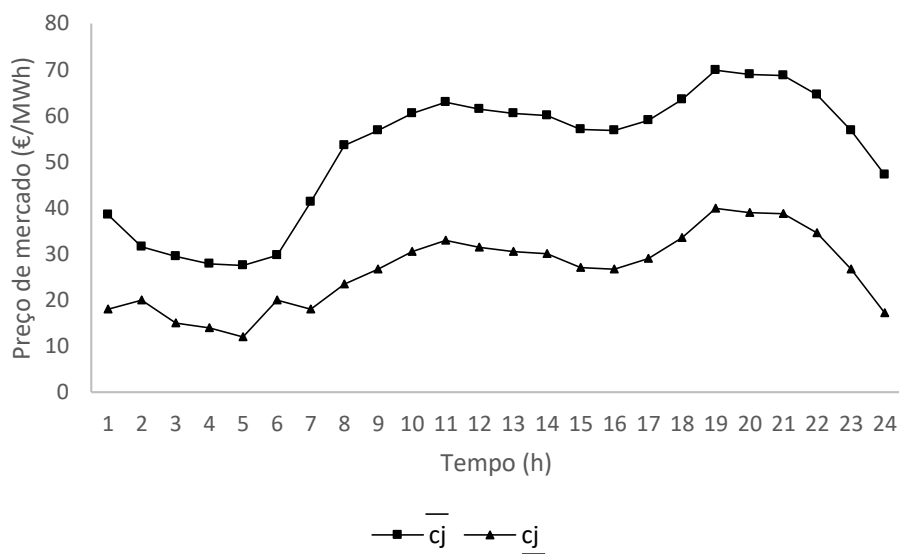


Figura 5.4 – Incerteza dos preços de mercado modelada através de intervalos de previsão.

A formulação final para este caso de estudo utiliza o número de restrições, variáveis contínuas e binárias e tempo de computação (CPU) mostrado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Número de restrições, variáveis contínuas, binárias e CPU.

	Modelo PLIM Robusto
Restrições	2976
Variáveis contínuas	841
Variáveis binárias	864
Tempo CPU (s)	10,02

As decisões ótimas de curto prazo do produtor hidroelétrico são definidas no âmbito da maximização do lucro em função do parâmetro de robustez, Ψ_0 , através de um procedimento dado por um fluxograma mostrado na Figura 4.9, do Capítulo 4. Ψ_0 , seleciona o nível de conservadorismo da solução pretendida, aumentando o Ψ_0 leva a uma solução mais conservadora, resultando numa maior salvaguarda contra as incertezas. Mas desembolsa lucro, eventualmente, superior, por exemplo, a diferença dos lucros é o preço a ser pago para ter mais. Por isso o produtor hidroelétrico pode ter comportamentos diversos relativamente à robustez. O lucro ótimo em função de, Ψ_0 é mostrado na Figura 5.5.

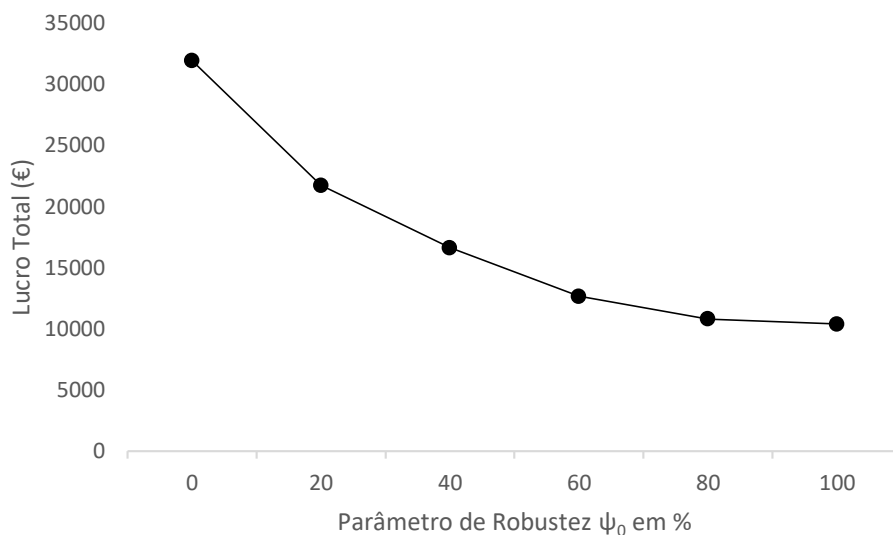


Figura 5.5 – Lucro em função do parâmetro de robustez.

A Figura 5.5 mostra os valores tomados por Ψ_0 em percentagem num intervalo $[0,24]$.

A solução mais conservadora ocorre com $\Psi_0 = 24$, proporcionando um lucro de €10,376. Por outro lado, a solução menos conservadora ocorre com $\Psi_0 = 0$, disponibilizando o máximo lucro de €31,909, mas nenhuma salvaguarda é tida contra incertezas. A incerteza do preço influencia as situações ótimas levando a um intervalo de lucro de cerca de 67% de decréscimo entre $\Psi_0 = 0$ e $\Psi_0 = 24$, como é possível verificar a partir da Figura 5.6.

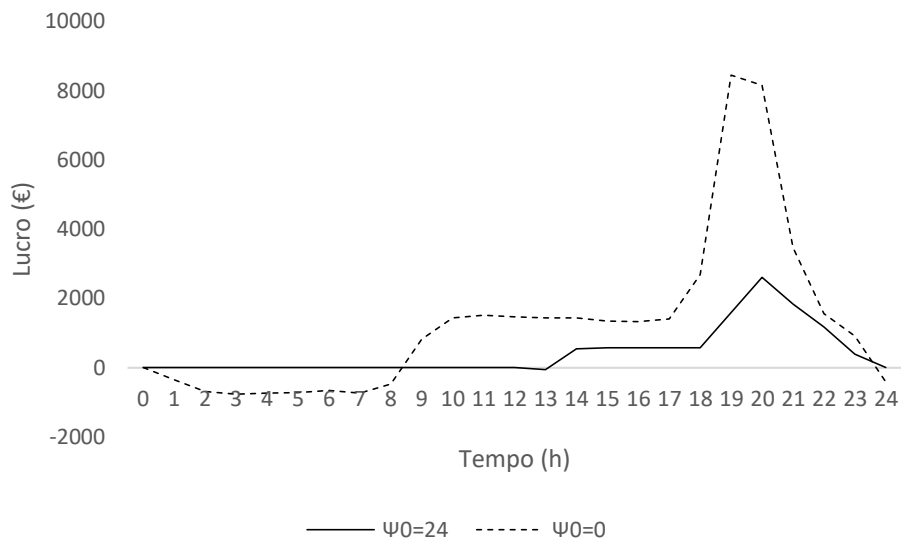


Figura 5.6 – Lucro para os valores extremos do parâmetro de robustez.

Uma comparação entre a programação ótima para os dois valores extremos do parâmetro de robustez é apresentada a seguir. O armazenamento ótimo dos reservatórios é mostrado na Figura 5.7.

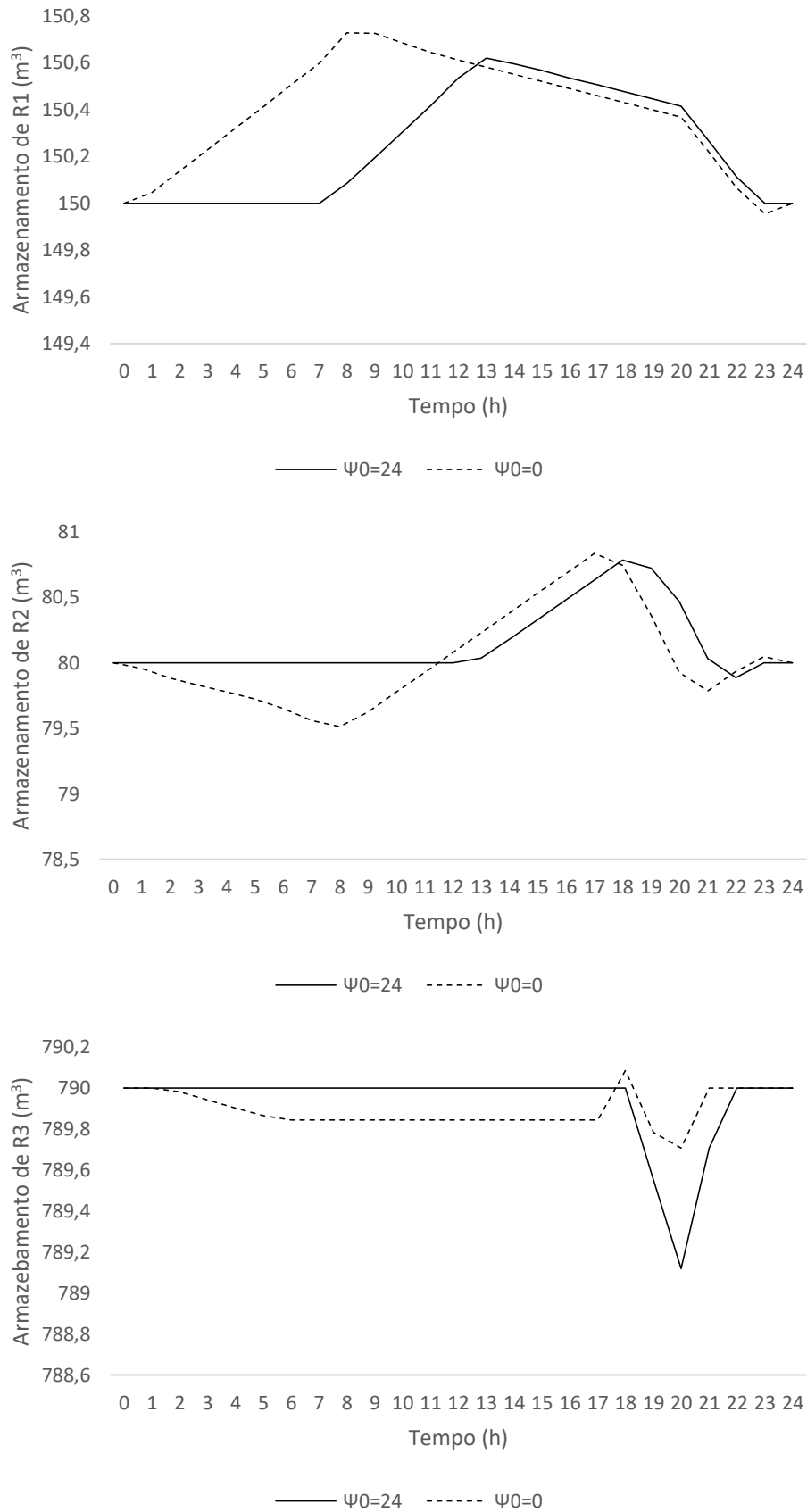


Figura 5.7 – Armazenamento dos reservatórios para valores extremos do parâmetro de robustez.

A Figura 5.7 mostra que a preocupação diferente sobre a robustez conduz a uma gestão diferente de armazenamento, principalmente observados na gestão do primeiro reservatório como tendo uma tendência para favorecer o armazenamento suportado por menor armazenamento nos reservatórios de um SHR a jusante. Por conseguinte o não conservadorismo favorece ter mais água armazenada tão alto quanto possível e fazível em cascata numa hora conveniente num total desprezo pelas incertezas. O caudal turbinado e bombeado ótimo das centrais são dados na Figura 5.8.

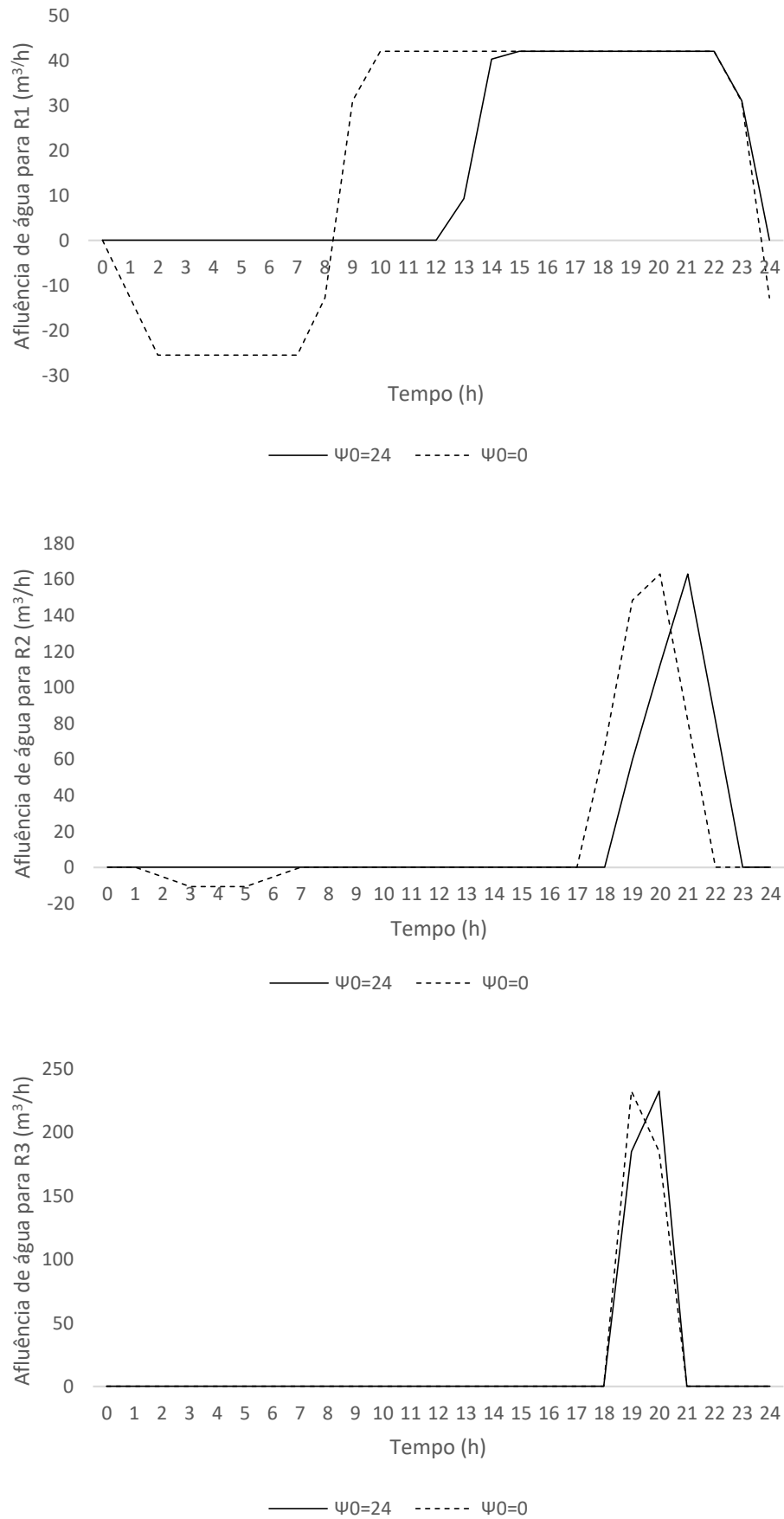


Figura 5.8 – Afluência de água das centrais para valores extremos do parâmetro de robustez.

A Figura 5.8 mostra que o fluxo de água ao longo do dia para alcançar uma solução ótima é consistente com a gestão do armazenamento na Figura 5.7. O não conservadorismo conduz à bombagem durante o preço mais baixo e à turbinagem durante as horas de preço mais alto dos intervalos de previsão em total desrespeito sem considerar qualquer incerteza, conduzindo a uma turbinagem e bombagem médias mais altas como mostrado na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Resultados computacionais para o modelo PLIM robusto.

	Bombagem Média (%)	Turbinagem Média (%)	Armazenamento Médio (%)
$\Psi_0 = 0$	15,97	18,77	60,69
$\Psi_0 = 24$	0	14,12	60,69

A figura 5.8 também mostra que mais conservadorismo conduz a menos produção, por exemplo, conduz a uma atitude mais conservadora. Isto acontece devido às incertezas do preço de mercado e à afluência de água aos reservatórios que estão ligados pelo parâmetro de robustez, salvaguardando contra a concretização do pior caso possível. Até mesmo, para conservadorismo na primeira central à hora 16 mostra-se que a central reduz as descargas de água devido a um decréscimo no preço, revelando que o produtor prefere armazenar energia que será utilizada em períodos mais rentáveis ou lucrativos. O caudal descarregado pelas centrais é dado na Figura 5.9.

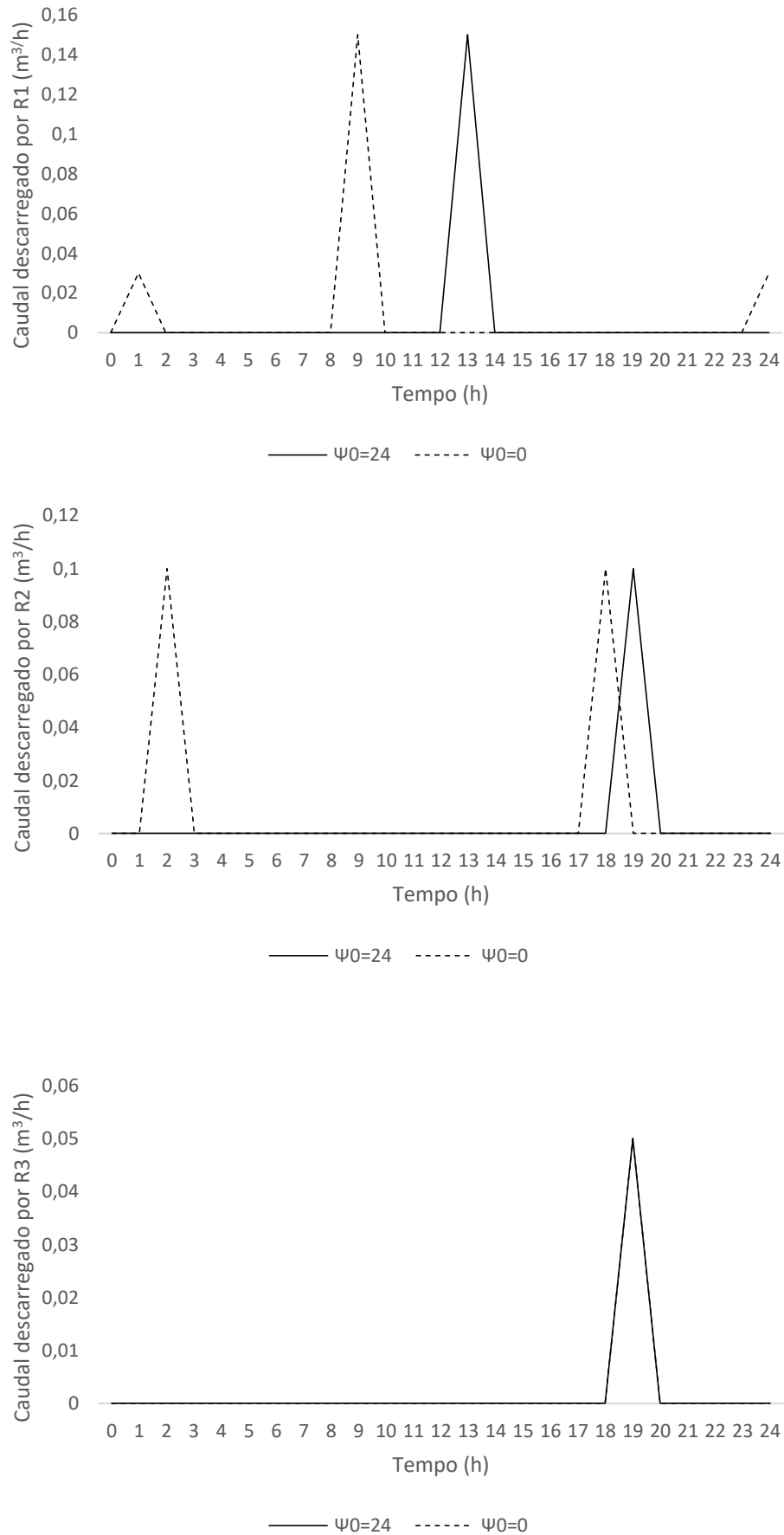


Figura 5.9 – Caudal descarregado pelas centrais para valores extremos do parâmetro de robustez.

A figura 5.9 mostra que o caudal de água descarregado ao longo do dia para alcançar uma solução ótima é consistente com a gestão do armazenamento na figura 5.7 e, por conseguinte, o não conservadorismo favorece ter mais água armazenada tão alto quanto possível e fazível em cascata numa hora conveniente num total desprezo pelas incertezas.

O problema (4.1) - (4.41) é resolvido 50 vezes usando o algoritmo iterativo disponibilizado no Capítulo 4 de modo a gerar o pior caso de curvas de oferta horária com Q_e atualizando intervalos de $\varepsilon = 0,02$. O limite superior na tolerância MIP Gap relativa é definida para 0. O tempo de computação (CPU) necessário para obter cada solução é de aproximadamente 10 segundos. O intervalo de previsão de acordo com o algoritmo prolonga-se gradualmente à medida que Q_e aumenta, implica que a produção ótima e o preço desçam em iterações sucessivas para obter curvas de oferta monotonamente não decrescentes. As curvas de oferta são mostradas na Figura 5.10.

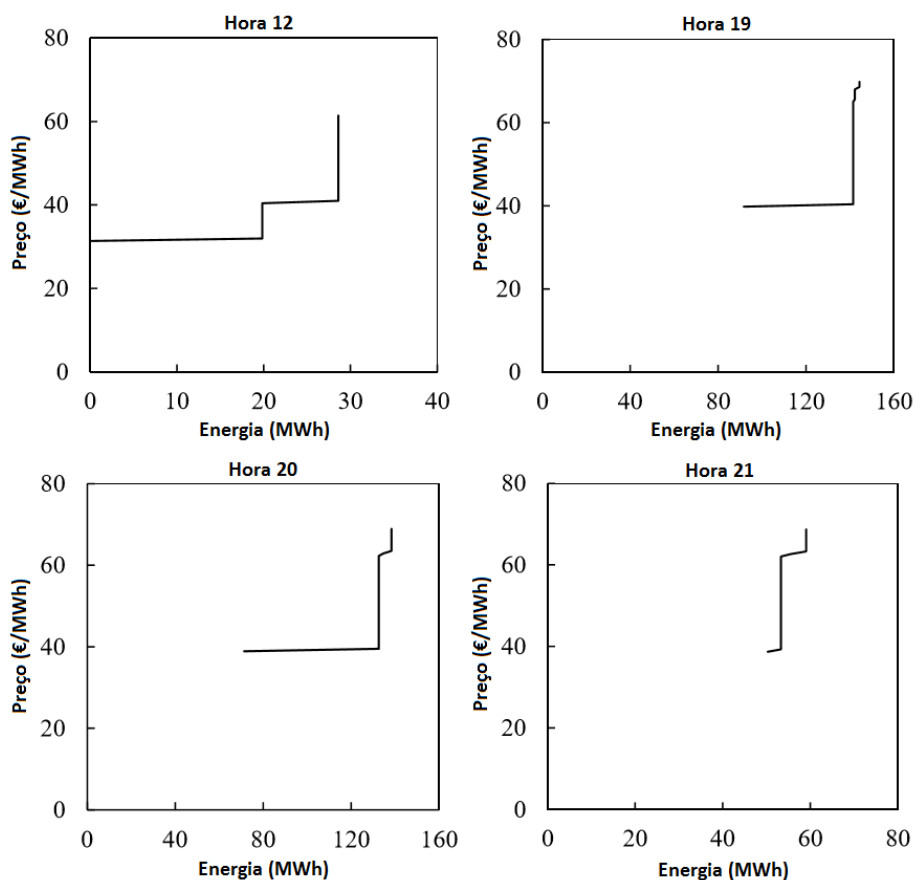


Figura 5.10 – Curvas de oferta.

A Figura 5.10 disponibiliza as licitações ótimas para a gestão do SHR. Uma oferta de produção hidroelétrica mais elevada está relacionada com um grau de conservadorismo mais baixo. As curvas ajudam a disponibilizar as estratégias para uma licitação efetiva no mercado do dia seguinte.

As restrições associadas com as zonas proibidas permitem evitar que os caudais de água turbinados e bombeados se situem em intervalos inadequados à exploração. Também, a restrição de rampa incluída na metodologia permite uma adequada exploração do recurso, visto que, limita adequadamente as alterações de caudal turbinado ou bombeado entre períodos consecutivos. Assim, consegue-se um planeamento operacional de sistemas de energia hidroelétrica mais adequado.

Pela análise dos resultados conclui-se que o reservatório situado no início da cascata deve reter água de forma a garantir um nível de água elevado, tendo como finalidade aumentar o valor da queda, sendo uma consequência da consideração do efeito de queda.

Assim, a metodologia de otimização robusta baseada em PLIM fornece um suporte para a tomada de decisões mais adequadas, tendo em conta a incerteza associada à afluência de água aos reservatórios e aos preços de mercado, o que torna a metodologia mais fidedigna, enquanto apresenta um tempo de computação aceitável, considerando o horizonte temporal de um dia.

CAPÍTULO

6

Conclusão

Neste capítulo é enunciada a síntese do trabalho e são apresentadas as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida para a resolução do problema da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata. São, ainda, apontadas algumas direções em que pode ser desenvolvida investigação para a resolução do problema.

6. Conclusão

6.1. Contribuições

Uma nova metodologia de otimização robusta baseada em PLIM é proposta nesta dissertação para resolver o problema de otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata para um produtor tomador de preços que participa no mercado diário. A metodologia proposta tem em consideração não só o efeito de queda, mas também restrições técnicas e operacionais tais como, a equação de balaço da água, o tempo de viagem da água entre centrais hídricas em cascata, as zonas proibidas de funcionamento e as restrições de rampa.

Com base em estudos publicados anteriormente, foi proposta uma contribuição onde são usados intervalos de incerteza associados à afluência de água aos reservatórios e aos preços de mercado, de forma a tornar o modelo mais fidedigno da realidade, e variáveis binárias para modelizar o comportamento das centrais hidroelétricas, permitindo considerar zonas proibidas. A linearização por partes das curvas de produção de energia é uma outra contribuição que permite um tempo de computação mais rápido. As restrições de rampa são incluídas na metodologia para suavizar as variações do caudal de água turbinado ou bombeado, visto que fisicamente o modo de funcionamento como turbina ou bomba não deve ser sujeito a níveis de variações elevadas de caudal de água turbinado ou bombeado.

As incertezas nos preços de mercado e na afluência de água aos reservatórios são modelizadas através de intervalos de previsão assimétricos em torno dos valores médios. A proteção contra as incertezas introduzida pelo parâmetro de robustez, permitindo parametrizar o grau de conservadorismo da decisão. O parâmetro de robustez conduz a soluções mais conservadoras quando assume valores elevados, permitindo uma maior proteção contra as incertezas.

A metodologia disponibiliza uma estratégia de ofertas ótimas em função do valor atribuído ao parâmetro de robustez. Tal como esperado, quando a bombagem está disponível, a maximização do lucro é obtida bombeando água do segundo reservatório para o primeiro reservatório da cascata, aumento a altura de queda. Neste caso, o produtor assume um comportamento não conservador, já que prefere bombear água durante as horas de preços mais baixos e turbinar durante as horas de em que os preços são mais elevados. O produtor assume um comportamento mais conservador quando a incerteza da afluência de água é limitada pelo parâmetro de robustez.

Os resultados numéricos mostram que a metodologia proposta é computacionalmente adequada para a exploração de sistemas hídricos reversíveis de curto prazo, considerando o efeito de queda, as regiões proibidas de funcionamento, as restrições de rampa, os custos de arranque, a linearização por partes das curvas de produção de energia e os intervalos de incerteza associados à afluência de água aos reservatórios e aos preços de mercado. O tempo de computação é aceitável, tendo os resultados obtidos convergido sempre para a solução ótima global.

6.2. Direções de Investigação

Tendo como base o estudo realizado, é de apontar ou esperar perspetivas futuras que estejam nas seguintes linhas de investigação.

Uma vez que as tecnologias associadas à exploração de sistemas hídricos estão a evoluir e têm tido uma grande aceitação, apresenta-se como direção de investigação futura a necessidade de coordenar os sistemas hídricos com outros que utilizem FER, como por exemplo, as centrais eólicas.

O desenvolvimento de metodologias mais eficazes para prever a afluência de água aos reservatórios e os preços da energia elétrica constituem também uma direção de investigação futura necessária para a obtenção de resultados mais precisos, com o objetivo de efetuar um melhor planeamento diário ou semanal da exploração de sistemas hídricos.

O desenvolvimento de técnicas de otimização que tenham em consideração não só a determinação do planeamento de energia para o mercado diário, mas também a determinação do planeamento de energia para o mercado de serviços auxiliares, como por exemplo, o mercado de reservas é também uma linha de investigação.

Bibliografia

- [1] <https://moodle.isel.pt/mod/folder/view.php?id=5377>.
- [2] https://www.jornaldenegocios.pt/mercados/detalhe/procura_mundial_de_energia_devera_subir_cerca_de_55_ate_2030.htm.
- [3] http://europa.eu/pol/clim/index_pt.htm.
- [4] <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtor/renovaveis/Pages/regulamentacao.aspx>.
- [5] http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_pt.pdf.
- [6] http://bdjur.almedina.net/item.php?field=node_id&value=900180.
- [7] <https://www.publico.pt/ecosfera/noticia/portugal-ja-cumpriu-o-protocolo-de-quioto-1635328>.
- [8] <http://futurcompet.aeportugal.pt/Documentation/EnergiasRenovaveis.pdf>.
- [9] http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/7_estatisticasrapidass_renovaveis_2015_julho_1444302269.pdf.
- [10] Pousinho, H.M.I., "Nova Metodologia de Otimização da Exploração de Recursos Hídricos: Programação Não Linear Inteira Mista" UBI, 2009.
- [11] <https://www.sns.gov.pt/wp-content/uploads/2016/04/ProgXXIGov.pdf>.

- [12] Klessmann C, Rathmann M, de Jager D, Gazzo A, Resch G, Busch S, Ragwitz M. Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renew Energy* 2013;57:390–403.

- [13] Pousinho HMI, Esteves J, Mendes VMF, Collares-Pereira M, Pereira Cabrita C. Bilevel approach to wind-CSP day-ahead scheduling with spinning reserve under controllable degree of trust. *Renew Energy* 2016;85:917–927.

- [14] Rehman S, Al-Hadhrami LM, Mahbub Alam Md. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renew Sust Energy Reviews* 2015;44:586–98.

- [15] Yang W, Norrlund P, Saarinen L, Yang J, Guo W, Zeng W. Wear and tear on hydro power turbines – Influence from primary frequency control. *Renew Energy* 2016;87:88–95.

- [16] International Hydropower Association. 2015 Hydropower status 1 report. 2015;1–73.

- [17] Pousinho HMI, Mendes VMF, Catalão JPS. Scheduling of a hydro producer considering head-dependency, price scenarios and risk-aversion. *Energy Convers Manag* 2012;56:96–103.

- [18] Almeida KC, Conejo AJ. Medium-term power dispatch in predominantly hydro systems: An equilibrium approach. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28(3):2384–94.

- [19] Therese Gullberg A, Ohlhorst D, Schreurs M. Towards a low carbon energy future – Renewable energy cooperation between Germany and Norway. *Renew Energy* 2014;68:216–22.
- [20] Catalao, J.P.S.; Mariano, S.; Mendes, V.M.F.; , " Métodos de optimização aplicados na determinação do perfil de geração em centrais térmicas com restrições de emissões”, *Congressos de Métodos Numéricos em Ingeniería*, 2005.
- [21] A. C. M. d. Silva, "Programação Dinâmica," in *Apontamentos para a disciplina de Investigação Operacional*, ed: Instituto Superior de Gestão, 2002.
- [22] Amado, S.M., Ribeiro, C.C., “Short-term generation scheduling of hydraulic multi-reservoir multi-area interconnected systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. PWRS-2, No. 3, pp. 758-763, Aug. 1987.
- [23] Pousinho, H.M.I.; Mendes, V.M.F.; Catalao, J.P.S.; , "Profit-based headdependent short-term hydro scheduling considering risk constraints", *IEEE Trondheim PowerTech*, pp.1-6, 19-23 Jun 2011.
- [24] M. A. Matos, "Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho," in *Apontamentos para a disciplina de Operação do Sistema de Energia*, FEUP, Porto, 2007.
- [25] Pérez-Díaz J, Wilhelmi J, Arévalo L. Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market. *Energy Convers Manag* 2010;51(12):2955–66.

- [26] Ribeiro AF, Guedes MCM, Smirnov GV, Vilela S. On the optimal control of a cascade of hydro-electric power stations. *Elect Power Syst Res* 2012;88:121–9.
- [27] Ni E, Xing W, Li R. Scheduling hydrothermal power systems with cascade and head dependent reservoirs. *IEEE Trans Power Syst* 1999;14 (3):1127–32.
- [28] Finardi EC, Scuzziato MR. A comparative analysis of different dual problems in the Lagrangian Relaxation context for solving the Hydro Unit Commitment problem. *Elect Power Syst Res* 2014;107:221–9.
- [29] Yuan XH, Zhang YC, Wang L, Yuan YB. An enhanced differential evolution algorithm for daily optimal hydro generation scheduling. *Comput.Math Appl* 2008;55(11):2458–68.
- [30] Yuan XH, Wang YY, Xie J, Qi XW, Nie H, Su AJ. Optimal self-scheduling of hydro producer in the electricity market. *Energy Convers Manag* 2010;51(12):2523–30.
- [31] Fu X, Li AQ, Wang LP, Ji CM. Short-term scheduling of cascade reservoirs using an immune algorithm-based particle swarm optimization. *Comput Math Appl* 2011;62(6):2463–71.
- [32] Mahor A, Rangnekar S. Short term generation scheduling of cascaded hydro electric system using novel self adaptive inertia weight PSO. *Int J Elect Power Energy Syst* 2012;34(1):1–9.
- [33] Hreinsson, E.B., “Optimal short term operation of a purely hydroelectric system”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 3, pp. 1072-1077, Aug. 1988.

- [34] J. C. Nash, "The (Dantzig) Method for Linear Programming," the Top Algorithms, 2000.

- [35] Wood, A.J., Wollenberg, B.F., Power Generation, Operation and Control, Wiley, New York, USA, 1996.

- [36] F. M. d. A. Nogueira, "Programação Não-Linear," in Apontamentos para a disciplina de Pesquisa Operacional I, ed. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais, 2010.

- [37] V. Miranda, "Algumas notas sobre Programação Não-Linear," FEUP, Porto, 2008.

- [38] Mariano, S.J.P.; Catalao, J.P.S.; Mendes, V.M.F.; Ferreira, L.A.F.M.; , "Profit-Based Short-Term Hydro Scheduling considering Head-Dependent Power Generation," IEEE Lausanne Power Tech, pp.1362-1367, 1-5 Jul 2007.

- [39] J. Catalão, S. Mariano, V. Mendes, and L. Ferreira, "Métodos de optimização aplicados em sistemas de energia hidroelétricos," 2004.

- [40] Borghetti, A.; D'Ambrosio, C.; Lodi, A.; Martello, S.; , "A MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment With Head-Dependent Reservoir," IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.3, pp.1115-1124, Ago 2008.

- [41] Garcia-Gonzalez, J.; Castro, G.A.; , "Short-term hydro scheduling with cascaded and head- dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming," IEEE Power Tech Conf., Porto , Portugal, 2001.

- [42] Catalao, J.P.S.; Mariano, S.; Mendes, V.M.F.; Ferreira, L.; , "Optimização da Exploração de Recursos Hídricos considerando o Efeito de Queda", *Investigação Operacional*, no.27, pp. 37-52, 2007.
- [43] Conejo AJ, Arroyo JM, Contreras J, Villamor FA. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. *IEEE Trans Power Syst* 2002;17(4):1265–72.
- [44] Borghetti A, D'Ambrosio C, Lodi A, Martello S. An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir. *IEEE Trans Power Syst* 2008;23(3):1115–24.
- [45] Chang GW, Aganagic M, Waight JG, Medina J, Burton T, Reeves S, Christoforidis M. Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling. *IEEE Trans Power Syst* 30 2001;16(4):743–9.
- [46] Wu L, Shahidehpour M. Financial risk evaluation in stochastic PBUC. *IEEE Trans Power Syst* 2009;24:1896–7.
- [47] Abreu LVL, Khodayar ME, Shahidehpour M, Wu L. Risk constrained coordination of cascaded hydro units with variable wind power generation. *IEEE Trans Sustain Energy* 2012;3(3):359–68.
- [48] Baslis C, Bakirtzis A. Mid-term stochastic scheduling of a price-maker hydro producer with pumped storage. *IEEE Trans Power Syst* 2011;26(4):1856–65.

- [49] Pousinho HMI, Contreras J, Bakirtzis AG, Catalão JPS. Risk-constrained scheduling and offering strategies of a price-maker hydro producer under uncertainty. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28(2):1879-87.

- [50] Aasgard EK, Andersen GS, Fleten SE, Haugstvedt D. Evaluating a stochastic-programming-based bidding model for a multireservoir system. *IEEE Trans Power Syst* 2014;29(4):1748–57.

- [51] Birge JR, Louveaux F. *Introduction to Stochastic Programming*. New York: Springer-Verlag, 1997.

- [52] Zhou Y, Li YP, Huang GH, Zhou Y. A robust approach for planning electric power systems associated with environmental policy analysis. *Electr Power Syst Res* 2013;95:99–111. ahead pool-based electric energy market. *Int J Forecast*, 2005;21(3):435–62.

- [53] Conejo A J, Contreras J, Espínola R, Plazas MA. Forecasting electricity price for a day-1 ahead pool-based electric energy market. *Int J Forecast*, 2005;21(3):435–62.

- [54] Ben-Tal A, El Ghaoui L, Nemirovski A. *Robust optimization*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 2009.

- [55] Soroudi A. Robust optimization based self scheduling of hydro-thermal Genco in smart grids. *Energy* 2013;61(1):262–71.

- [56] Bertsimas D, Sim M. The price of robustness. *Oper Res* 2004;52(1):35–53.

- [57] Bertsimas D, Brown DB, Caramanis C. Theory and applications of robust optimization. 2007.
- [58] Baringo L, Conejo AJ. Offering strategy via robust optimization. IEEE Trans Power Syst 2011;26(3):1418–25.
- [59] Bertsimas D, Litvinov E, Sun XA, Zhao J, Zheng T. Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem. IEEE Trans Power Syst 2013;28(1):52–63.
- [60] http://paginas.fe.up.pt/~projfeup/cd_2010_11/files/ELE318_relatorio.pdf.
- [61] <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relicategoria=1026&idpag=67>.
- [62] <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [63] <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [64] <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [65] L. B. da Cruz. A liberalização do sector da energia, o MIBEL e o OMIP. 23 de janeiro de 2008.
- [66] <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relicategoria=101&id=28&lang=pt>.

- [67] <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.
- [68] <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di>.
- [69] <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-ini>.
- [70] <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>.
- [71] <http://ameliapedrosa2.com.sapo.pt/FM3/CIRCUITOS2/Centrais.htm>.
- [72] Carlos A.P.C.A. Guerreiro. Otimização da exploração de centrais hídricas em ambiente de mercado, considerando o impacto nos preços. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [73] André S. C. Pacheco. Otimização da exploração de centrais hídricas utilizando eps, em ambiente de mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [74] P. J. T. da Cruz, "Integração da eólica com a hídrica reversível," Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2012.
- [75] <http://eduvisilva.com.sapo.pt/minihidrica.htm>.
- [76] http://cnpgb.inag.pt/gr_barragens/gbportugal/Lista.htm.

- [77] José C.V. Sousa. Estimativa da remuneração de centrais hídricas em mercados de eletricidade. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [78] Gil S. Sampaio. Optimização da exploração de centrais hídricas utilizando algoritmos genéticos, em ambiente de mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [79] <https://energiaunam.wordpress.com/2010/03/06/energia-minihidraulica-tipos-de-turbinas/>.
- [80] Bertsimas D, Sim M. Robust discrete optimization and network flows. *Math Program* 2003;98:49–71.
- [81] Ben-Tal A, Nemirovski A. Robust solutions of linear programming problems contaminated with uncertain data. *Math Program* 2000;88(3):411–24.
- [82] Mendes, V.M.F., Planeamento da Gestão de Curto Prazo dos Recursos Produtores de um Sistema de Energia Eléctrica no Contexto da Operação. Tese de Doutoramento, Instituto superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Fevereiro 1994.
- [83] Nilsson, O., Sjelvgren, D., “Hydro Unit Start-Up Costs and Their Impact on the Short-Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers”, *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol. 12, No. 1, pp. 38-44, Feb. 1997.
- [84] Finardi, E. C., Silva, E. L., “Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 835-844, May 2006.

[85] <http://snirh.pt>.

[86] Uturbey W, Simões Costa A. Dynamic optimal power flow approach to account for consumer response in short term hydrothermal coordination studies. *IET Gener Transm Distrib* 2007;1(3):414–21.

[87] <http://www.esios.ree.es>.