



Despacho Económico de um SEE com coordenação Hídrotérmica

MÍLTON MANUEL PEREIRA RODRIGUES

Outubro de 2013

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO



Despacho Económico de um SEE com coordenação Hidrotérmica

Departamento de Engenharia Electrotécnica

Milton Manuel Pereira Rodrigues

Licenciado em Engenharia Electrotécnica
Pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto

Dissertação realizada sob a supervisão da
Professora Doutora Teresa Nogueira
Do Instituto Superior de Engenharia do Porto

01 de Outubro de 2013

RESUMO

O Despacho económico de um sistema eléctrico de energia com a coordenação hidrotérmica tem como objectivo alcançar a operação óptima do sistema em um determinado período de tempo, ao menor custo possível, e com alto grau de fiabilidade. O problema é muito complexo, pois depende do grau de dificuldade em se prever os caudais dos afluentes, e da capacidade das albufeiras das centrais hídricas. De um modo geral, a produção térmica é determinada de modo a proporcionar o uso mais racional possível da água, dentro do contexto de incertezas quanto às afluências futuras, de modo a, por um lado manter o sistemas o mais económico possível, e por outro, evitar o desperdício energético implícito em descarregamentos de volumes de água turbináveis. Neste trabalho é proposta uma metodologia baseada em programação linear para a solução da coordenação hidrotérmica de curto prazo, e que permite obter custos-sombra de água em centrais hídricas com armazenamento. Esta metodologia foi posteriormente implementado num programa computacional em *Microsoft Excel 2010* para a solução numa primeira fase, da rede de 24 barramentos do IEEE, e numa segunda fase, para a solução da Rede Nacional de Transporte referente ao ano de 2010. Para efeitos de análise e validação de dados, os dados provenientes do programa, são depois comparados aos dados dos relatórios da REN. Por último, os dados provenientes do programa em *Excel* são colocados e analisados no programa *PowerWorld Simulator 8.0*.

ABSTRACT

The economic dispatch of an electric power hydrothermal coordination with the aim is to achieve optimum operation of the system in a certain period of time, at the lowest cost and with high reliability. The problem is very complex because it depends on the degree of difficulty in predicting the flow of affluents, and the capacity of reservoirs of hydro plants. Generally, the thermal production is determined to provide a more rational use of water as possible, within the context of uncertainty about the future affluences, so that on the one hand to keep the systems as economic as possible and on the other hand, avoid wasting energy implicit in discharging water volumes. This paper proposes a methodology based on linear programming for solving the short-term hydrothermal coordination, and allows for shadow costs of water in hydro plants with storage. This methodology was then implemented in a computer program in Microsoft Excel 2010 for the solution initially, of the network of 24 buses of the IEEE, and a second phase, the solution for the “Rede Nacional de Transporte” for the year 2010. For the purpose of analysis and data validation, data from the program are then compared to the data of the reports of REN. Finally, the data from the Excel program are placed in the program Powerworld Simulator 8.0 and analyzed.

AGRADECIMENTOS

Quero começar por agradecer á Professora Doutora Teresa Nogueira, pela disponibilidade e simpatia que demonstrou na orientação deste trabalho. Gostaria de expressar toda a minha gratidão para com o Instituto Superior de Engenharia do Porto, instituição onde iniciei a minha formação e de quem tenho grande orgulho em fazer parte.

Gostaria de agradecer em especial a algumas pessoas, que de diversas formas, mas todas elas importantes, me apoiaram na elaboração da dissertação.

Ao Professor Manuel João Gonçalves pelos esclarecimentos sobre operação otimizada, e pela bibliografia recomendada.

Ao Nuno Pereira, Moisés Silva e Ricardo Antunes pela amizade e sugestões.

Á minha família, a quem sou incapaz de encontrar palavras capazes de descrever todo o sacrifício e dedicação.

A Vera Pinto, minha namorada, por toda a compreensão e apoio nos momentos mais complicados.

ÍNDICE

Índice de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Lista de Abreviaturas.....	x
Capítulo 1. Introdução.....	1
1.1 Definição do problema.....	1
1.2 Objectivo do trabalho	2
1.3 Estrutura do trabalho	2
Capítulo 2. Coordenação hidrotérmica	5
2.1 O problema da coordenação hidrotérmica	5
2.1.1 Coordenação de longo prazo	7
2.1.2 Coordenação de médio prazo.	7
2.1.3 Coordenação de curto prazo.....	8
2.2 A importância dos recursos hídricos nos sistemas eléctricos de energia.	8
2.3 Diagrama de cargas.....	10
2.4 Elementos constituintes de um sistema hidrotérmico.....	13
2.4.1 Centrais termoeléctricas.....	14
2.4.2 Centrais hidroeléctricas	16
2.4.3 Tipos de centrais hidroeléctricas	18
2.4.4 Sistema de transporte de energia eléctrica.....	20
Capítulo 3. Técnicas baseadas na programação linear para a solução do problema de coordenação hidrotérmica.....	25
3.1 Técnicas para a solução do problema da coordenação hidrotérmica de curto prazo. 25	
3.1.1 Programação linear.....	25
3.1.2 Relaxação Lagrangeana.....	27
3.1.3 Decomposição de Benders.....	28
3.1.4 Decomposição heurística.....	29
3.1.5 Programação dinâmica.	29
3.1.6 Técnicas baseadas em inteligência artificial.	30
3.2 Técnicas para a solução do problema de coordenação hidrotérmica de longo e médio prazo.	30
3.2.1 Programação linear	30
3.2.2 Programação dinâmica estocástica.....	31
3.2.3 Programação dinâmica dual estocástica.....	32

3.2.4	Técnicas baseadas em inteligência artificial.	32
3.3	Formulação do problema	33
3.3.1	Custos de Produção.....	34
3.3.2	Restrições	38
3.3.3	Função objectivo	39
3.4	Aplicação do método dos multiplicadores de Lagrange para determinar a produção óptima dos geradores.	39
3.5	Aplicação do método dos coeficientes B para determinar as perdas nas linhas de transporte.	41
3.6	Inclusão dos custos-sombra da água no modelo.	46
Capítulo 4. Implementação computacional da metodologia e discussão de resultados.....		51
4.1	Introdução.....	51
4.2	Ferramenta desenvolvida e interface com o utilizador	51
4.3	Rede de 24 Barramentos do IEEE.....	62
4.3.1	Varição dos parâmetros técnicos dos grupos geradores.	63
4.3.2	Varição dos valores dos caudais dos afluentes.	65
4.3.3	Varição dos valores de input.	69
4.3.4	Análise dos resultados para o SEE com 24 barramentos	71
4.4	Rede Nacional de Transporte.....	74
4.4.1	Simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.....	75
4.4.2	Simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Verão de 2010.....	79
4.4.3	Valores de água obtidos através da variação dos caudais dos afluentes.	82
4.4.4	Análise dos sistemas com a coordenação hidrotérmica e unicamente térmico em função dos custos de operação dos sistemas.	84
4.4.5	Análise dos resultados para a RNT em 2010.	89
4.5	Trânsito de energia resultante do despacho económico com coordenação hidrotérmica.....	93
Capítulo 5. Conclusões		101
Bibliografia		104
Anexos.....		107

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Árvore de decisão dos sistemas hidrotérmicos.	6
Figura 2.2 - Representação do aproveitamento hidroeléctrico da bacia do douro.....	9
Figura 2.3 - Diagrama de cargas (12 de Abril de 2010).	11
Figura 2.4 - Constituição de um sistema hidrotérmico.	13
Figura 2.5 - Esquema de uma central térmica.	15
Figura 2.6 - Esquema de uma central térmica de ciclo combinado.	16
Figura 2.7 - Esquema de uma central hidroeléctrica.	17
Figura 2.8 - Central hidroeléctrica da Bemposta.....	18
Figura 2.9 - Central hidroeléctrica do Lindoso.	19
Figura 2.10 - Central hidroeléctrica da Aguieira.	20
Figura 2.11 - Rede de transporte de energia eléctrica.....	21
Figura 2.12 - Subestação de transmissão.....	22
Figura 2.13 - Rede de distribuição de energia eléctrica.....	23
Figura 3.1 - Esquema de um sistema electroprodutor.	33
Figura 3.2 - Esquema de um grupo térmico.....	34
Figura 3.3 - Representação gráfica da relação entre o custo de produção e potência eléctrica produzida.	36
Figura 3.4 - Representação gráfica da relação entre o custo marginal e potência eléctrica produzida.	37
Figura 3.5 - Representação gráfica da relação entre o custo médio e potência eléctrica produzida.	37
Figura 3.6 - Sistema electroprodutor, com dois geradores que estão a alimentar uma carga através de 3 linhas e 4 barramentos.....	41
Figura 3.7 - Gráfico com a curva dos Inputs e Outputs de uma central hídrica.....	48
Figura 3.8 - Gráfico da taxa incremental da água.	49
Figura 4.1 - Fluxograma relativo ao modo de funcionamento do programa em Excel.	52
Figura 4.2 – Primeira página do formulário – Inputs de Programa.....	53
Figura 4.3 - Segunda página do programa - Cálculo do Despacho.....	54
Figura 4.4 - Segunda página do formulário - Cálculo do Despacho - gráficos.....	54
Figura 4.5 – Utilização do solver do Excel para o cálculo dos custos-sombra de água.....	56
Figura 4.6 – Opção no Excel para variar o valor de λ	58
Figura 4.7 - Número de iterações e margem de erro definidas para a opção Atingir Objectivo.....	58
Figura 4.8 – Terceira página do formulário – Visualizar todos os dados.	59
Figura 4.9 – Quarta página do formulário – Diagrama de cargas.	60
Figura 4.10 - Quinta página do formulário – Variação do valor da água.-	61
Figura 4.11 - Sexta página do formulário – Valores de Input e Output.	61
Figura 4.12 - Rede com 24 barramentos, em PowerWorld Simulator 8.0.....	62
Figura 4.13 - Gráfico com o balanço de potência activa.	63
Figura 4.14 - Gráfico com a produção de cada grupo gerador.	64
Figura 4.15 - Gráfico com os valores de produção das centrais hídricas depois de alterar os valores dos parâmetros técnicos.	65
Figura 4.16 - Gráfico com a produção das centrais térmicas e hídricas após diminuir os caudais.	66

Figura 4.17 - Gráfico com os valores de custo-sombra de água para os diferentes valores dos caudais.....	68
Figura 4.18 - Gráfico com as produções das centrais térmicas para os vários valores dos caudais.....	68
Figura 4.19 - Gráfico com os valores de carga e de produção.	71
Figura 4.20 – Imagem retirada do programa PowerWorld da rede nacional de transporte, referente ao ano 2010.	74
Figura 4.21 - Diagrama de cargas do dia 11 de Janeiro de 2010.....	75
Figura 4.22 - Diagrama de cargas relativo ao pico máximo de Inverno obtido através da simulação no programa desenvolvido.	77
Figura 4.23 - Gráfico com os valores das perdas no dia 11 de Janeiro de 2010.	78
Figura 4.24 - Diagrama de cargas do dia 6 de Julho de 2010.....	79
Figura 4.25 - Diagrama de cargas relativo ao pico máximo de Inverno obtido através da simulação no programa desenvolvido.	80
Figura 4.26 - Gráfico com os valores das perdas no dia 6 de Julho de 2010.	81
Figura 4.27 - Gráfico com os valores da água para diferentes valores dos caudais.	83
Figura 4.28 - Gráfico com a relação caudal potência das centrais hídricas.	84
Figura 4.29 - Gráfico com a produção de energia eléctrica por central, no despacho económico com coordenação hidrotérmica.....	85
Figura 4.30 - Gráfico com a produção de energia eléctrica por central, no despacho económico unicamente térmico.....	87
Figura 4.31 - Janela do PowerWorld, onde é possível alterar o valor de carga total do sistema.	95
Figura 4.32 - Resumo da simulação realizada no PowerWorld Simulator 8.0.....	96
Figura 4.33 - Limite de potência na linha entre a Régua e Valdigem.....	98
Figura 4.34 - Limite de potência na linha entre Cabril e Bouça.	98
Figura 4.35 - Figura demonstrativa do trânsito de potência verificado na simulação em PowerWorld, na zona Norte e centro do país.....	99
Figura 4.36 - Figura demonstrativa do trânsito de potência verificado na simulação em PowerWorld, na zona Sul do país.....	100

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Tabela com os valores dos custos-sombra de água	55
Tabela 4.2 – Tabela com os parâmetros técnicos dos grupos geradores	63
Tabela 4.3 - Tabela com os valores da água.....	64
Tabela 4.4 - Tabela com as alterações aos parâmetros técnicos das centrais hídricas.	65
Tabela 4.5 - Tabela com os outputs das centrais hídricas.....	66
Tabela 4.6 - Tabela com os novos valores dos caudais.	66
Tabela 4.7 - Tabela com os novos valores de output das centrais hídricas.	67
Tabela 4.8 - Tabela com os valores de produção e custos-sombra de água, para os diferentes caudais.....	67
Tabela 4.9 - Tabela com os parâmetros técnicos, aquando da simulação com vários valores de Input.	69
Tabela 4.10 - Tabela com os inputs e outputs do programa, aquando da simulação com vários valores de Input.....	69
Tabela 4.11 - Tabela com os valores de produção por central, para os diferentes valores de carga.	70
Tabela 4.12 - Tabela com os parâmetros técnicos para a simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.....	76
Tabela 4.13 - Tabela com os valores de output e input do programa para a simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.	77
Tabela 4.14 – Tabela com os valores de input e Output para a simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.....	80
Tabela 4.15 - Tabela com os valores dos custos de água, aquando da variação dos valores dos caudais.....	82
Tabela 4.16 - Tabela com os valores obtidos da simulação do despacho económico com coordenação hidrotérmica para uma carga de 3000 MW.	86
Tabela 4.17 - Tabela com os valores obtidos da simulação do despacho económico para um sistema unicamente térmico, para uma carga de 3000 MW.	88
Tabela 4.18 – Tabela com a comparação dos custos de operação de um sistema unicamente térmico e de um sistema hidrotérmico.....	89
Tabela 4.19 - Tabela com os valores obtidos para o despacho económico com coordenação hidrotérmica.....	94
Tabela 4.20 - Tabela com os valores de produção da simulação em PowerWorld Simulator 8.0.	97

Lista de Abreviaturas

- DE – Despacho Economico;
- RNT – Rede Nacional de Transporte;
- EDP – Electricidade De Portugal;
- REN – Rede Energética Nacional;
- RND – Rede Nacional de Distribuição;
- BT – Baixa Tensão;
- MT – Media Tensão;
- AT – Alta Tensão;
- MAT – Muito Alta Tensão;
- TW – Tera Watt;
- MW – Mega Watt;
- KW – Quilo watt;
- kV – Quilo Volt;
- SEE – Sistema Eléctrico de Energia;
- SEN – Sistema Eléctrico Nacional;
- CHT – Coordenação Hidrotérmica;
- PDE – Programação Dinâmica Estocástica;
- PDED – Programação Dinâmica Estocástica Dual;
- PRO – Produção em Regime Ordinário;
- PRE – Produção em Regimes Especial;
- IA – Inteligência Artificial;
- IEE – Institute of Electric and Electronic Engineers;
- VBA – Visual Basic for Applications;
- VB - Visual Basic.

Capítulo 1. Introdução

1.1 Definição do problema

O despacho económico com coordenação hidrotérmica tem como objectivo determinar o valor óptimo de produção de cada gerador ligado ao Sistema Eléctrico de Energia, para satisfazer um determinado consumo de energia eléctrica, respeitando as condições de segurança do sistema.

Este problema é um problema extremamente complexo, pois é condicionado por uma grande variedade de critérios:

- ✓ Custos de produção
- ✓ Perdas nas linhas de transporte
- ✓ Limites de produção
- ✓ Minimização do risco de perda/ ganho de carga
- ✓ Estabilidade dinâmica
- ✓ Caudais dos afluentes
- ✓ Capacidade dos reservatórios

Cada central possui certos limites técnicos de operação, que podem ser caracterizados matematicamente pela optimização de uma função de custo. Para as centrais térmicas temos, os limites de produção dos geradores, os custos dos combustíveis, os custos de paragem de arranque dos grupos térmicos, entre outros. Para as centrais hídricas temos, o volume de água a turbinar ao longo do dia, tipo de barragem, queda de água, sistema de afluentes, caudal mínimo e caudal máximo, entre outros.

A coordenação hidrotérmica consiste na determinação da produção da energia eléctrica a produzir em cada momento a partir do volume de água a turbinar pelas centrais hídricas, de forma a minimizar os custos de produção das centrais térmicas.

Actualmente com os potentes meios de cálculo e algoritmos eficientes de optimização existentes, é possível solucionar este problema para sistemas de grande dimensão, levando em conta condições de segurança, ambientais e técnicas.

1.2 Objectivo do trabalho

Este trabalho consiste no desenvolvimento de um despacho económico de um SEE com a coordenação hidrotérmica.

Os objectivos principais deste trabalho foram:

- ✓ Analisar o estado da arte do despacho económico de um SEE, com a coordenação hidrotérmica;
- ✓ Realizar um estudo e desenvolvimento de um método de optimização que permite obter custos-sombra de água em centrais hídricas com armazenamento e, por conseguinte, custos marginais de curto prazo no sistema hidrotérmica;
- ✓ Identificar formas alternativas de modelização do problema;
- ✓ Desenvolver uma aplicação informática que simule o despacho de um sistema hidrotérmico;
- ✓ Apresentação dos resultados para o sistema electroprodutor nacional, considerando todos os produtores do regime ordinário;
- ✓ Complementação da ferramenta desenvolvida com um programa de trânsito de energia.

1.3 Estrutura do trabalho

A presente dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos:

- No primeiro capítulo, que é constituído pela introdução e objectivos do trabalho, faz-se a definição do problema que esta na origem desta dissertação.
- No segundo capítulo, descreve-se o problema da coordenação hidrotérmica levando em consideração o horizonte temporal, a dependência dos caudais nos sistemas hidrotérmicos, o diagrama de cargas, e os elementos constituintes de um sistema hidrotérmico.
- No terceiro capítulo, descreve-se as técnicas para a solução do problema de coordenação hidrotérmica, a curto, médio e longo prazo. É feita a formulação do problema, e são descritos os métodos de Lagrangiano, método dos coeficientes B e o método para obtenção dos custos-sombra de água.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

- No quarto capítulo, descreve-se a implementação computacional da metodologia desenvolvida, são realizados vários casos de estudo através de simulações no programa para a rede de 24 barramentos do IEEE, e para a RNT em 2010. Por fim são aplicados os valores de output do programa desenvolvido no *PowerWorld Simulator 8.0*, e é feita a análise dos resultados obtidos.

-No quinto capítulo apresenta-se as conclusões do presente trabalho.

Capítulo 2. Coordenação hidrotérmica

2.1 O problema da coordenação hidrotérmica

O problema da coordenação hidrotérmica baseia-se na determinação da produção de energia eléctrica através dos grupos geradores hídricos e térmicos em cada momento dependendo da procura de energia eléctrica e de forma a minimizar os custos. Cada uma destas formas de gerar energia eléctrica tem diferentes características e limitações. A coordenação de um sistema hidrotérmico é geralmente mais complexa do que um sistema puramente térmico. Num sistema puramente hídrico o custo de combustível é nulo (água) o que origina, que o custo marginal de produção (C_{mar}) seja também nulo. Com tudo, existem decisões operacionais a tomar pelo operador do sistema num dado momento, que podem afectar significativamente as condições do mesmo no futuro, mais concretamente no caso de um sistema eléctrico de energia como o Português, que possui uma forte componente hídrica com capacidade de armazenamento em albufeira. Para além dos factos já referidos, às centrais hídricas são impostos requisitos mínimos ao nível de caudais ecológicos e quanto as variações dos caudais a jusante dos aproveitamentos, designadamente das albufeiras. (Sucena Paiva, 2007) e (Nogueira, 2008)

O despacho económico dos diferentes grupos geradores tem de ter em conta a globalidade das restrições com o intuito de se atingir a optimização do despacho do sistema, uma vez que os sistemas hídricos se encontram acoplados não só electricamente, mas também do ponto de vista hídrico, por exemplo nos aproveitamentos em cascata. Por outro lado cada central hídrica apresenta características diferentes em função das diferenças naturais dos rios, queda de água, sistema de afluentes, caudais, tipo de barragem construída, etc. (Mendes de Sousa, 2009)

O cálculo do custo de produção hídrica é bastante complexo devido á incerteza quanto aos caudais futuros. Assim sendo, caso os níveis dos reservatórios estejam baixos, o valor da água armazenada nesses reservatórios será elevado, assim como os custos das centrais hídricas. Nesta situação é melhor utilizar as centrais térmicas, economizando a água disponível nos reservatórios para ser utilizada mais tarde. Se os reservatórios das centrais hídricas estiverem cheios, o valor da água estará baixo, assim como os custos de produção das centrais hídricas. Nesta situação, não haverá necessidade de se recorrer tanto às centrais térmicas, mantendo o preço da energia eléctrica baixo.

A Figura 2.1 ilustra a “árvore de decisão”, através da análise da mesma, é possível quantificar os efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo o melhor resultado para o presente momento e para um momento futuro. (Pereira, *et al.*, 1998)

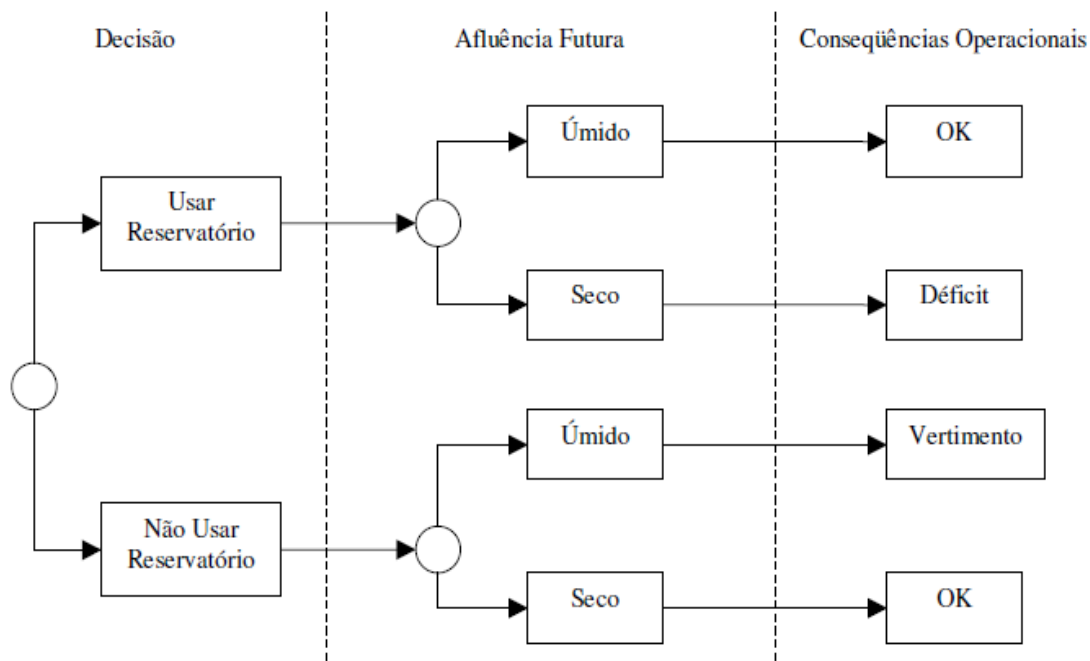


Figura 2.1 - Árvore de decisão dos sistemas hidrotérmicos.

Por exemplo, se a decisão passar por utilizar a energia hidroeléctrica e nos dias seguintes ocorrer uma seca, iremos ter um défice de água nos reservatórios das centrais hídricas, caso os custos de produção das centrais térmicas estejam elevados, não poderemos recorrer as centrais hídricas para reduzir o uso das centrais térmicas, o que levará a custos de produção elevados em todo o sistema. Se por outro lado não se recorrer as centrais hídricas, e nos próximos dias se verificarem dias húmidos, poderá ser necessário libertar as águas retidas nos reservatórios, o que se reflectiria num desperdício energético.

Assim sendo, podemos concluir que a viabilidade económica de uma central hidroeléctrica é altamente dependente dos caudais dos afluentes e da capacidade dos reservatórios. A decisão de produzir energia eléctrica hoje através de uma central hídrica pode influenciar o custo de todo o sistema produtor no futuro.

A complexidade do problema faz como que seja inviável a adopção de um único modelo matemático, surgindo assim a necessidade da decomposição do problema no tempo e a utilização de modelos matemáticos com diferentes horizontes de planeamento e diferentes graus de detalhe do sistema. (Cruz, *et al.*, 1996)

2.1.1 Coordenação de longo prazo

Geralmente compreende um horizonte de tempo entre um e cinco anos, o estudo é dividido em etapas mensais ou trimestrais, dependendo da capacidade de armazenamento e regulação dos reservatórios.

O objectivo nesta fase é o de elaborar uma estratégia que permita minimizar os custos de operação do sistema através do uso óptimo dos recursos hídricos. Esta estratégia deverá levar em conta alguns factores, tais como:

- ✓ As previsões de consumo de energia eléctrica;
- ✓ As condições hidrológicas futuras;
- ✓ Programas de manutenção;
- ✓ A possível existência de novos projectos para os anos em estudo.

A coordenação hidrotérmica de longo prazo tem como principais características o alto grau de incerteza das afluências das albufeiras, assim sendo trata-se de um problema essencialmente estocástico, podendo ser resolvido através de metodologias de programação dinâmica estocástica ou programação linear. (Cruz, 1994)

2.1.2 Coordenação de médio prazo.

Geralmente compreende um horizonte de tempo de um ano, o estudo é dividido em etapas semanais ou mensais.

O objectivo nesta fase é o mesmo que na coordenação de longo prazo, sendo que a programação da produção de cada central é realizada semanalmente ou mensalmente. Os factores a levar em conta nesta estratégia são: informação utilizada mais detalhada, a disponibilidade das unidades geradores, contractos de intercâmbio de energia entre países, coordenação de contractos de manutenção, disponibilidade das unidades geradoras, previsão da procura de energia.

O problema da coordenação de médio prazo é resolvido utilizando metodologias de programação dinâmica estocástica com simulações probabilísticas. (Cruz, 1994)

2.1.3 Coordenação de curto prazo

Geralmente compreende um horizonte de tempo de um dia ou uma semana, o estudo é dividido em etapas horárias.

O objectivo nesta fase é o mesmo que nas anteriores, sendo que a programação da produção de cada central é horária. Os modelos de curto prazo requerem informação detalhada da operação do sistema: quantidade de água em cada reservatório a ser usada, tempo de percurso da água entre reservatórios, tempo de entrada em serviço, a procura de energia eléctrica horária.

Para a resolução do problema da coordenação de curto prazo existe uma variado conjunto de metodologias, entre as quais a programação linear, programação dinâmica e os métodos de relaxação Lagrangeana. (Cruz, 1994)

A coordenação em cada etapa é realizada mediante aplicações de modelos matemáticas, os quais tentam reproduzir o comportamento do sistema eléctrico com a maior aproximação possível.

2.2 A importância dos recursos hídricos nos sistemas eléctricos de energia.

A ideia de utilizar os recursos hídricos para a produção de energia eléctrica em Portugal teve início a partir de 1930, como resposta ao desenvolvimento económico e industrial do país. No entanto esta política apenas teve efeitos práticos a partir de 1950, com o início da construção de grandes centrais hidroeléctricas dotadas de albufeiras com capacidade de regulação.

Recentemente Portugal tem vindo a apostar novamente na produção de energia eléctrica através de fontes renováveis, como os aproveitamentos hidroeléctricos ou os eólicos. A construção de aproveitamentos hidroeléctricos permite, além do seu contributo para armazenar e fornecer energia eléctrica, dotar o Sistema Electroprodutor de uma maior disponibilidade, fiabilidade e flexibilidade necessárias para uma correcta exploração. Esta exploração mais flexível e ajustada é conseguida através das características específicas deste tipo de centrais, tais como, a entrada imediata em serviço (demoram apenas alguns minutos), assegurando facilmente o correcto e rápido ajuste entre a produção e o consumo, permitindo

Na Figura 2.2 podemos observar os volumes de água existentes e previstos nas albufeiras das barragens existentes no rio Douro. Através deste esquema facilmente compreendemos que não é possível utilizar um determinado caudal para a produção de energia eléctrica, pensando apenas num ponto do sistema hidroeléctrico. Por exemplo, ao libertar um determinado caudal para a produção de energia eléctrica na barragem da Régua, iremos provocar um aumento do volume de água existente no aproveitamento hidroeléctrico da barragem do Carrapatelo. Esse aumento no volume de água pode ou não ser reaproveitado para produzir energia eléctrica na barragem do Carrapatelo.

Assim sendo, é necessário programar de forma adequada a libertação da água existente nas albufeiras das centrais hidroeléctricas, de forma a favorecer a produção de energia eléctrica nos momentos em que a procura pela mesma é maior.

2.3 Diagrama de cargas.

O consumo de energia eléctrica impõem a modulação da energia através duma função – o diagrama de cargas – que traduz a variação desse consumo ao longo de um determinado período de tempo (normalmente 24h). O diagrama de cargas assume extrema importância na definição da energia eléctrica necessária produzir para satisfazer os consumos. Não chega fornecer uma determinada quantidade de energia por dia, ou por mês, ou por ano, pois existe a necessidade de fornece-la com determinadas características que variam no tempo.

Um diagrama de cargas é influenciado por:

- ✓ Época do ano (Verão, Inverno)
- ✓ Dia da semana (dias uteis, feriados, fins de semana)
- ✓ Hora do dia
- ✓ Condições atmosféricas (temperatura, luminosidade, humidade)
- ✓ Acontecimentos especiais (festas, programas de televisão, jogos de futebol)

Na Figura 2.3 podemos ver um diagrama de cargas para um período de 24h, é também possível verificar que a carga ao longo do dia varia significativamente, o que obriga a que os centros produtores tenham a capacidade de lidar com essas flutuações temporais de energia.

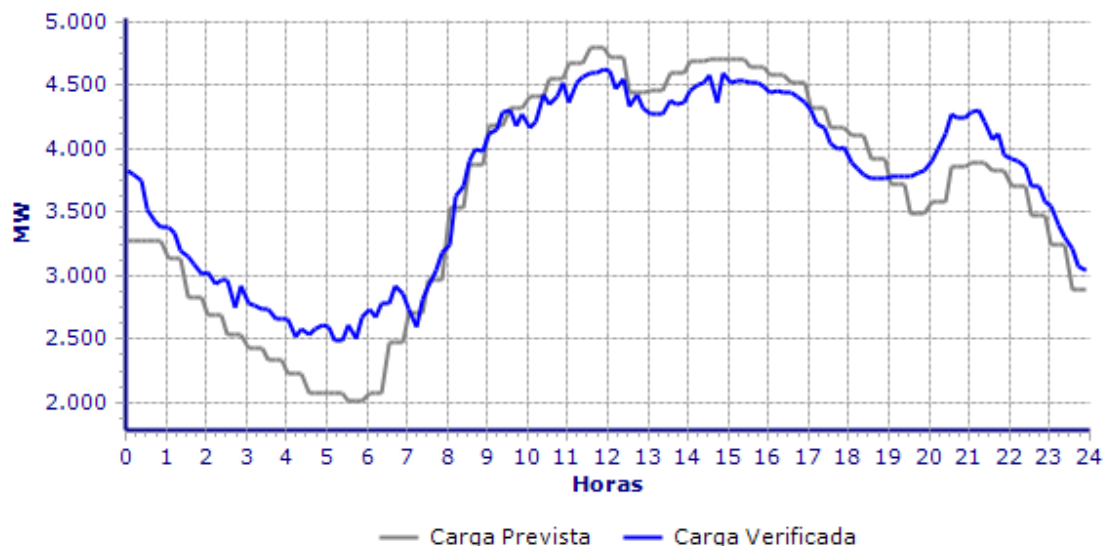


Figura 2.3 - Diagrama de cargas (12 de Abril de 2010).

Devido a estas flutuações temporais de energia, e aos erros existentes nas previsões dos consumos, existe necessidade de dispor de unidades de reserva, que possam rapidamente ser ligadas á rede de energia eléctrica. Esta reserva pode ser conseguida através de grupos que estejam a funcionar com cargas relativamente baixas, e que tenham a capacidade de rapidamente aumentar a sua produção de energia eléctrica (reserva girante), ou através de grupos de arranque rápido, capazes de se ligarem em paralelo á rede em tempos muito baixos (reserva estática ou parada). Os grupos de bombagem representam também uma reserva do sistema electroprodutor, pois caso seja necessário, podem ser desligados, representando assim uma diminuição rápida da carga a ser alimentada pelo sistema. Estes grupos podem também funcionar como reserva quando as cargas a alimentar forem baixas, pois ao trabalharem funcionam como carga, e bombeiam água para montante da central hidroeléctrica, água essa que pode quando for necessário ser turbinada para produção de energia eléctrica. (Barbosa, 2006)

Quando a procura de energia eléctrica é alta (picos do diagrama de carga), o custo de produção da energia eléctrica para satisfazer a procura nesses picos do diagrama de cargas é também alto. É então conveniente recorrer as centrais com o menor custo de produção e com rápida capacidade de arranque e acoplamento a rede eléctrica de energia, as centrais hidroeléctricas. Deixando as centrais térmicas para as cargas que se localizam na base do diagrama de cargas. (Barbosa, 2006)

Para além da necessidade da previsão dos diagramas de cargas há também necessidade de realizar estudos á posteriora dos diagramas de carga, analisando assim as discrepâncias entre o diagrama previsto e o real, possibilitando a análise dos acontecimentos procedentes, e assim o melhoramento das previsões futuras.

A necessidade de realizar previsões de carga não se aplica apenas a intervalos de tempo de 24h, existe necessidade de fazer previsões de carga para uma grande variedade de horizontes temporais, desde algumas horas, para os últimos preparativos para uma exploração em tempo real, até a alguma dezenas de anos, para que sejam tomadas decisões em relação ao sistema produtor. Os métodos a usar serão logicamente diferentes, consoante o horizonte temporal para o qual se esta a fazer a previsão. Na previsão de longo prazo existe necessidade de levar em consideração as evoluções na estrutura do consumo, o que implica o uso de métodos sectoriais. Para horizontes inferiores a alguns anos estas evoluções apresentam uma inercia suficiente para que se possa apenas explorar as características do consumo global sem alterar a qualidade da previsão. (Barbosa, 2006)

Como já foi referido anteriormente, o consumo varia de forma regular com as estações do ano, o dia da semana, e a hora do dia. Mas, para além destas variações regulares do consumo, o consumo é condicionado pelas condições atmosféricas, nomeadamente pela: temperatura, luminosidade, velocidade do vento e precipitação.

A previsão dos consumos a curto prazo pode ser feita através da Equação 2.1:

$$X = a + d + T \quad (2.1)$$

Onde:

X – Valor do consumo;

a – Consumo de base;

d – Correção do dia da semana e época do ano;

T – correção função das condições atmosféricas;

Na previsão dos consumos a curto prazo é possível a utilização do consumo de base para a previsão do diagrama de cargas na medida em que as alterações na estrutura do consumo são lentas, pelo que serão os outros factores a condicionar fortemente o valor do consumo em cada momento. (Barbosa, 2006)

Para a previsão dos diagramas de cargas é possível recorrer a modelos matemáticos mais finos, em que as condições atmosféricas são levadas em atenção pela utilização de adequados factores de ponderação. Estes factores são obtidos através da análise de diagramas

de cargas passados e das condições atmosféricas existentes na altura, através de adequadas técnicas de regressão. A previsão do diagrama de cargas levando em atenção as condições atmosféricas, pode ser feita através da Equação 2.2:

$$y = y_B + y_w + y_D + a_1T + a_2W + a_3L + a_4P \quad (2.2)$$

Onde:

T - temperatura atmosférica;

W – acção de arrefecimento do vento;

L – índice de iluminação;

P – precipitação;

Na equação os coeficientes y_B, y_w, y_D representam o consumo base e as correcções para a semana do ano e o dia da semana. Os coeficientes a_2, a_3, a_4 representam as alterações no consumo devido a variação na variável meteorológica. (Barbosa, 2006)

2.4 Elementos constituintes de um sistema hidrotérmico.

Um sistema hidrotérmico é constituído basicamente por: produção, transporte e consumo, tal como podemos verificar na Figura 2.4.

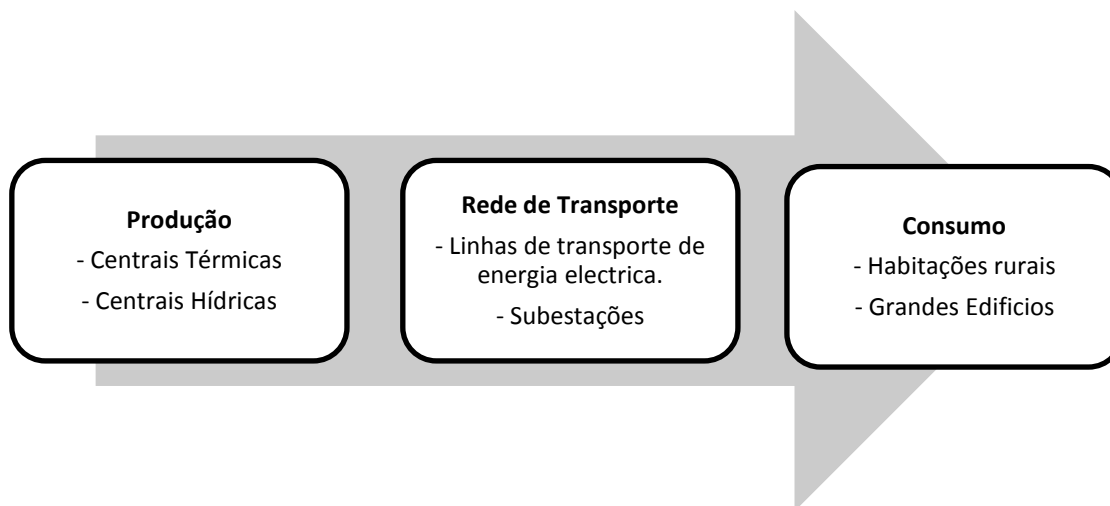


Figura 2.4 - Constituição de um sistema hidrotérmico.

A produção engloba as unidades responsáveis pela produção de energia eléctrica, das quais fazem parte as centrais termoeléctricas e hidroeléctricas. O transporte corresponde aos meios físicos (linhas, postes e subestações) encarregues de conduzir a energia eléctrica dos centros produtores até aos consumidores. O consumo representa a procura de energia eléctrica por parte dos consumidores. (Nogueira, 2008)

De seguida são apresentados mais detalhadamente os componentes constituintes de um sistema eléctrico de energia com coordenação hidrotérmica.

2.4.1. Centrais termoeléctricas

O sistema de geração térmico é formado por centrais térmicas convencionais, e térmicas de ciclo combinado. A utilização deste tipo de centrais para a produção de energia eléctrica, acarreta grandes custos de produção, que dependem:

- ✓ Tempo mínimo de funcionamento;
- ✓ Tempo mínimo desligado da rede;
- ✓ Equipas de operação (Arranques não simultâneos na mesma central);
- ✓ Custos de combustível.

Por um lado a potência a ser gerada não pode variar muito, pois a mesma está restringida por um limite máximo e mínimo de produção. Por outro lado o arranque de uma central térmica pode demorar varias horas, isso implica que para um determinado instante e para uma determinada potência a ser gerada nesse instante, é necessário arrancar com a central térmica antecipadamente, de maneira a que quando seja alcançado o instante em que a central tem de ser acoplada a rede, esta já esteja a produzir a potência necessária. Outros factores importantes a levar em conta, são o tempo mínimo de funcionamento e de paragem. Para evitar o envelhecimento prematura da caldeira por desgaste, convém manter a central acoplada/desacoplada um numero mínimo de horas a partir do momento em que esta arranca ou pára.

Centrais térmicas convencionais

Nas centrais térmicas convencionais a energia eléctrica é produzida através da queima de combustíveis fósseis como o carvão, fuelóleo e o gás natural. A queima desses combustíveis é feita para produzir calor, que por sua vez vai ser usado para transformar água em estado liquido, em água em estado gasoso, ou seja vapor de água. Nesse processo de transformação cerca de 65% da energia é desperdiçada sob a forma de calor e de gases contaminantes, apenas um terço da potência inicial do processo é utilizada como energia eléctrica.

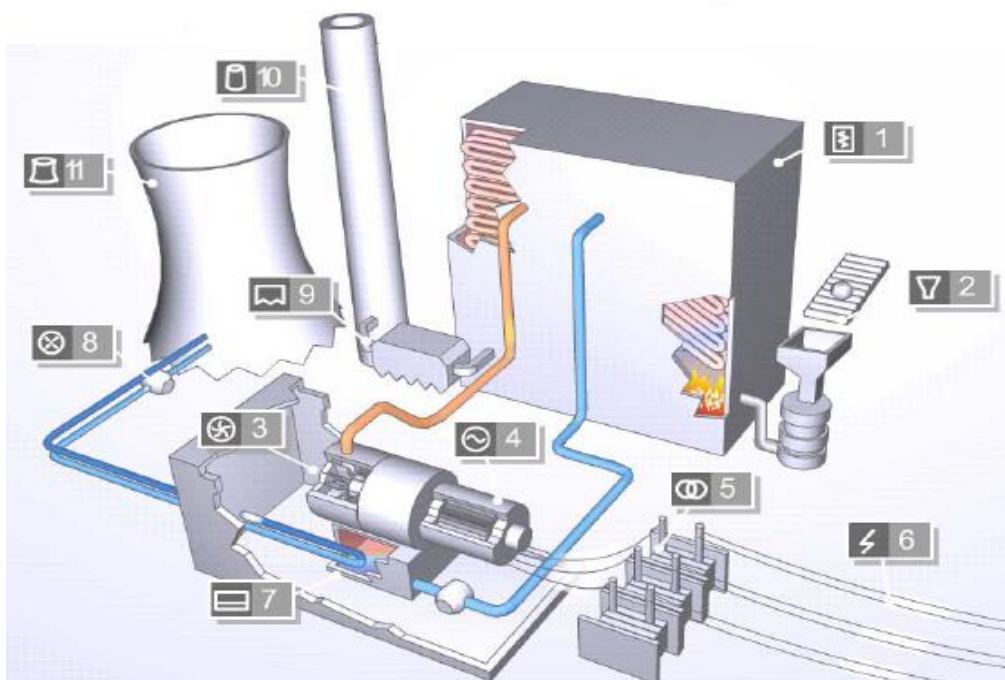


Figura 2.5 - Esquema de uma central térmica.

O combustível (carvão, fuelóleo ou gás natural) (2) é queimado na caldeira (1) da central térmica. A energia térmica produzida pela queima do combustível é transferida para a água que circula numa serpentina dentro da caldeira, esta por sua vez transforma-se em vapor. O vapor é depois injectado na turbina de vapor (3) a pressão e temperatura indicada, possibilitando assim transformar a energia mecânica de rotação da turbina que se encontra acoplada ao eixo do alternador (4) em energia eléctrica. Essa energia é depois colocada na rede eléctrica (6) através de um transformador (5). O vapor, após ser turbinado, é enviado para o condensador (7) onde é arrefecido através de aproveitamento de águas de rios ou mares, caso não seja viável, é necessário recorrer a uma torre de refrigeração (11) onde a circulação da água é assegurada pela bomba do circuito de refrigeração (8). Os gases resultantes da queima do combustível passam pelo sistema de redução de emissões (9) e são posteriormente expelidos pela chaminé (10). (Mendes de Sousa, 2005)

Centrais térmicas de ciclo combinado

Nas centrais térmicas de ciclo combinado a energia eléctrica é produzida através de dois ciclos, um ciclo a gás e outro ciclo a vapor.

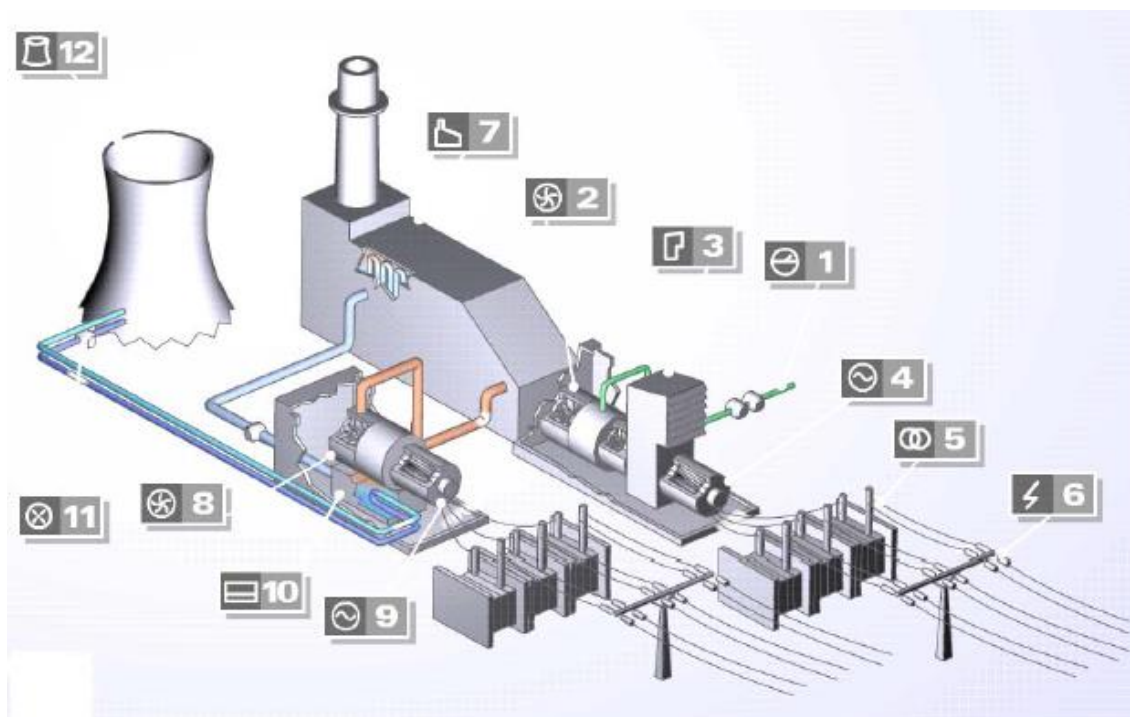


Figura 2.6 - Esquema de uma central térmica de ciclo combinado.

Primeiro, o ar é comprimido através de um compressor de alta pressão, passando depois para a câmara de combustão (3), para se misturar com o gás. A entrada do gás é feita através da estação de regulação e medida (1) os gases quentes e a alta pressão que resultam da combustão accionam a turbina a gás (2) que esta acoplada a um alternador (4). Assim é possível transformar a energia mecânica em energia eléctrica, esta é depois colocada na rede eléctrica (6) através de um transformador elevador (5). Os gases de escape são reaproveitados para alimentar a caldeira de recuperação (7) que é utilizada para produzir vapor de água, para posteriormente ser injectado numa turbina a vapor (8) que esta acoplada a uma segundo alternador [9]. O arrefecimento do vapor é realizado num condensador (10), onde a fonte de arrefecimento representada no esquema é o ar com permutação de calor efectuada através da torre de refrigeração (12), existe também uma bomba (11) para assegurar a circulação do vapor/água entre a torre de refrigeração e o condensador. Deste modo é possível obter um rendimento global efectivo na ordem dos 57%, o que representa um calor significativamente superior ao verificado em outros tipos de centrais. (Mendes de Sousa, 2005)

2.4.2 Centrais hidroeléctricas

Os sistemas hidroeléctricos têm um custo de exploração desprezável, uma vez que o combustível que as mesmas utilizam para gerar energia eléctrica é a água. Isto implica que o

uso das centrais hidroeléctricas diminui o custo total de produção de energia eléctrica. As centrais hidroeléctricas podem variar rapidamente o nível de geração, de forma a poderem adaptar-se a procura de energia eléctrica por parte das cargas. O tempo de arranque destas centrais é também muito pequeno (dependendo de central para central, alguns segundos).

Neste tipo de centrais, existem restrições de natureza diversa:

- ✓ Navegabilidade
- ✓ Controlo dos caudais
- ✓ Caudais ecológicos
- ✓ Desporto nas albufeiras

Uma central hidroeléctrica produz energia eléctrica através do movimento de uma determinada massa de água, energia potencial da água dos rios e lagos. De acordo com a potência instalada a central hidroeléctrica é classificada de Grande Hídrica ($> 30\text{MW}$) ou Mini-hídrica ($\leq 10\text{MW}$ ou em alguns casos $\leq 30\text{MW}$). (Nogueira, 2008)

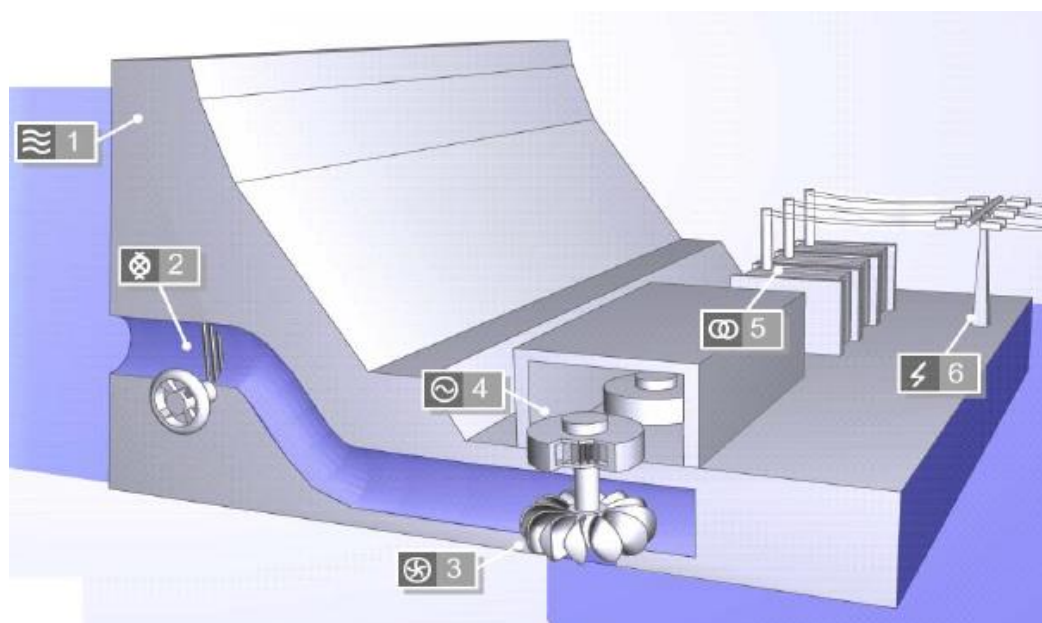


Figura 2.7 - Esquema de uma central hidroeléctrica.

A água retida na albufeira da barragem [1] é desviada através de uma válvula de admissão [2], normalmente constituído por um túnel ou conduta forçada, para uma central onde a água em movimento é aproveitada para impulsionar as pás de uma turbina hidráulica [3], que por sua vez faz mover o rotor do alternador [4] através de um veio cujo eixo está directamente ligado ao da turbina. A rotação imposta pela turbina ao rotor provoca um fenómeno de indução no estator do alternador, gerando assim corrente eléctrica. A tensão da

energia eléctrica produzida é depois elevada através de um transformador elevador [5], para um nível de tensão mais adequado ao transporte em grandes distâncias de energia eléctrica [6]. (Mendes de Sousa, 2005)

2.4.3 Tipos de centrais hidroeléctricas

Aproveitamento a fio de água

Este tipo de central hidroeléctrica caracteriza-se pelo facto de o reservatório da barragem ter uma duração de esvaziamento, com o caudal médio anual inferior a 100h, Figura 2.8. Estes aproveitamentos localizam-se normalmente em cursos de água que possuem um declive pouco acentuado e cudeis disponíveis elevados. Devido a reduzida capacidade de armazenamento destes aproveitamentos, as afluições são enviadas imediatamente para jusante, isto leva a que o regime do rio não seja alterado significativamente pelo aproveitamento. Quando o volume de água excede os limites para os quais a instalação foi dimensionada, a água não é turbinada. (Nogueira, 2008)



Figura 2.8 - Central hidroeléctrica da Bemposta.

Aproveitamentos de albufeira

Nestas centrais hidroeléctricas, o reservatório da barragem tem uma duração de esvaziamento, com caudal médio anual, superior a 100h, Figura 2.9. Graças a esta capacidade de armazenamento, a barragem pode reter a água que flui nos meses mais húmidos para posteriormente nos meses mais secos ter água para turbinar. Devido a esta capacidade estas centrais hidroeléctricas só funcionam quando necessário, maioritariamente em horário de ponta, ou seja, em períodos de elevado consumo de electricidade. São muito usuais nas regiões montanhosas. (Nogueira, 2008)



Figura 2.9 - Central hidroeléctrica do Lindoso.

Aproveitamento com bombagem

Algumas centrais de albufeira são equipadas com grupos turbina-bomba, isto possibilita recuperar água já turbinada, Figura 2.10. Neste tipo de centrais hidroeléctricas existe a jusante da central um reservatório que permite o armazenamento da água saída das turbinas. Quando a central necessita de fazer a bombagem da água, é utilizada energia eléctrica da rede para mover o rotor do alternador, que por sua vez impulsiona a turbina, funcionando assim como uma bomba. O movimento de rotação da turbina (que esta a funcionar com uma bomba) permite elevar a água do reservatório de jusante para o de montante, que se encontra a um nível mais elevado. (Nogueira, 2008)



Figura 2.10 - Central hidroeléctrica da Aguieira.

2.4.4 Sistema de transporte de energia eléctrica.

O sistema eléctrico é o maior sistema industrial criado pela humanidade, só no sistema eléctrico Português existem 1973 km de linhas a 400kV, 3467 km de linhas a 220 kV e 2609 km de linhas a 150 kV, perfazendo um total de 8049 km de linhas no nível MAT em 2010. Estas linhas estão ligadas entre si, através das subestações ou nós, constituindo assim a rede nacional de transporte. (Rede Eléctrica Nacional, 2011)

A Rede Nacional de Transporte (RNT) é constituída por suportes metálicos, isoladores e elementos condutores de cobre ou alumínio (linhas), tal como pode ser visto na Figura 2.11. O transporte da energia eléctrica é feito através destas linhas em muito alta tensão (MAT), mediante uma concessão atribuída pelo estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN, SA.

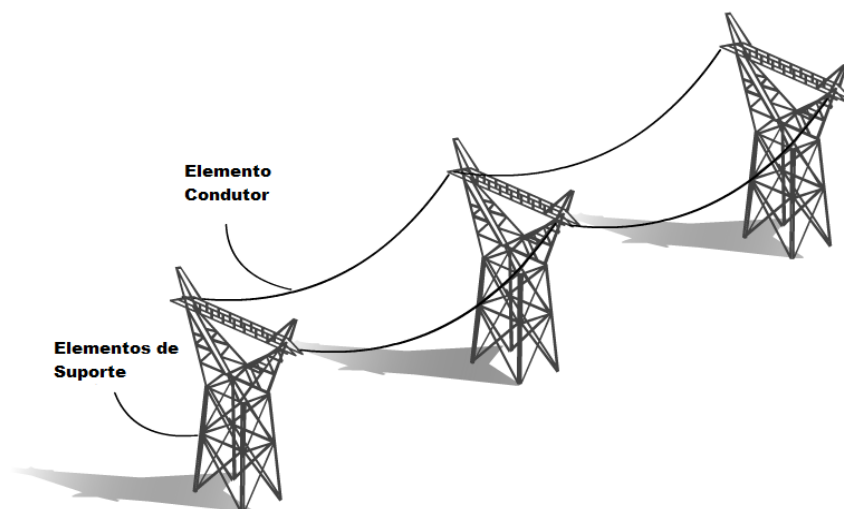


Figura 2.11 - Rede de transporte de energia eléctrica.

À rede de transporte estão ligadas as grandes centrais de produção de energia eléctrica, centrais hídricas e térmicas, estas estão afastadas dos grandes centros de consumo, devido a necessidade de proximidade dos recursos energéticos primários. Grandes transformadores encarregam-se de elevar a tensão do nível a que é gerada (aproximadamente entre os 6kV e os 20 kV) para um nível de tensão adequada ao transporte (entre os 110 kV e os 400kV). (Sucena Paiva, 2007)

A produção de electricidade está dividida em dois regimes: o regime ordinário e o regime especial. A produção de electricidade no regime ordinário é relativo às fontes tradicionais não renováveis e a centros electroprodutores hídricos. A produção de electricidade no regime especial é relativo às fontes de energia renováveis e à co-geração. Em Portugal em 2010 existiam 18062MW em potência instalada (11985MW em PRO e 6077MW em PRE). (Rede Eléctrica Nacional, 2011) e (Expósito, 2006)

Após percorrer a rede de transporte a energia eléctrica as subestações, estas instalações são vitais para o funcionamento de qualquer sistema eléctrico. As subestações podem ser classificadas quanto à sua função: Subestações da central de produção – estas estão localizadas perto das centrais de produção e servem para elevar a tensão de produção para o nível de transporte, Subestações de transmissão – são alimentadas pelas linhas de transporte em MAT e AT fazem a interligação entre linhas e a alimentação as subestações intermédias, Subestações de distribuição – são alimentadas pelas linhas AT e MT e fornecem as redes de distribuição. Na Figura 2.12, podemos ver uma subestação de transmissão. (Expósito, 2006)

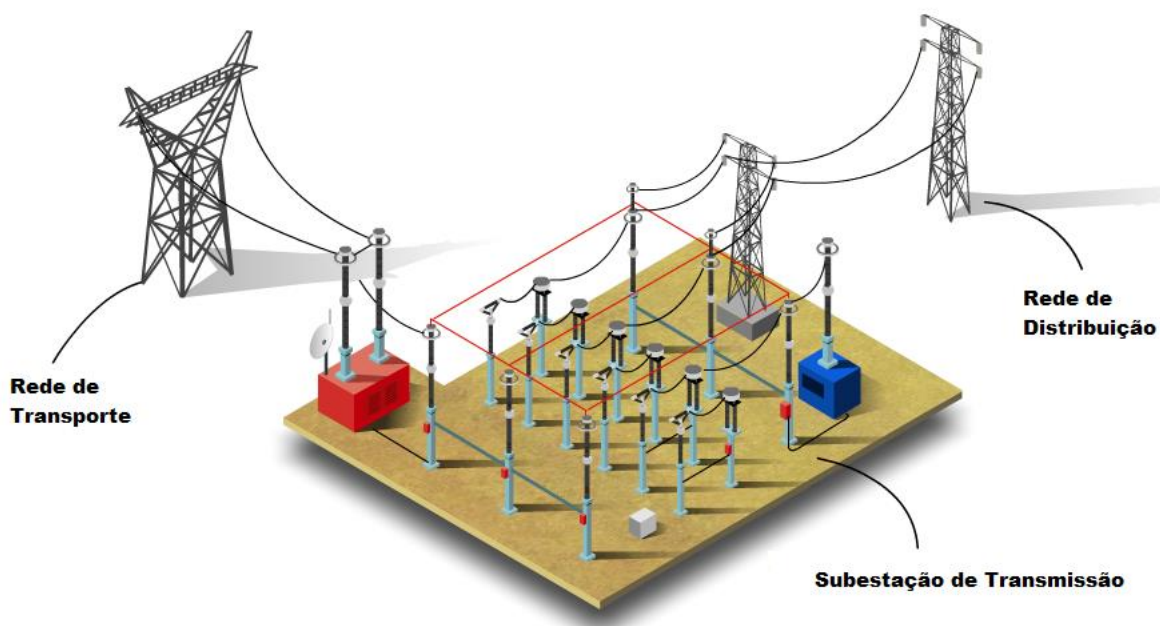


Figura 2.12 - Subestação de transmissão.

A energia eléctrica chega á subestação em MAT ou AT para que ao percorrer a distância desde o local da produção até a subestação as perdas sejam mínimas. Dependendo da função da subestação, esta pode elevar novamente a tensão para MAT ou reduzi-la para AT, MT e BT, através de transformadores. Este processo continua progressivamente, dando origem a uma rede de tensões inferiores (30kV, 15kV, 10kV, 6kV, 3kV, 1 kV, 380V, 220V) esta rede alcança todas as instalações industriais, comerciais e residenciais. Nesta rede estão presentes os mesmos equipamentos que na rede nacional de transporte. Linhas aéreas e subterrâneas, subestações, transformadores, torres de suporte, isoladores, equipamentos de medida, controlo e manobra. Estas redes percorrem milhares de quilómetros, e são mais propícias a ocorrência de falhas, quando comparada com a rede nacional de transporte. No entanto estas redes possuem muitas vezes uma configuração emalhada, o que permite, no caso de uma avaria, realizar a alimentação das cargas através de outro “caminho”, o que não ocorre na rede nacional de transporte. (Expósito, 2006) e (Rede Eléctrica Nacional, 2011)

À rede nacional de distribuição (RND) estão ligadas centrais de produção de energia eléctrica de menor envergadura, tais como: mini-hídricas, centrais térmicas que utilizam a biomassa, algumas centrais fotovoltaicas e centrais eólicas. A rede de distribuição é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição.

Na Figura 2.13, podemos verificar uma subestação de distribuição, assim como uma rede de distribuição MT aérea, e uma rede de distribuição BT enterrada.

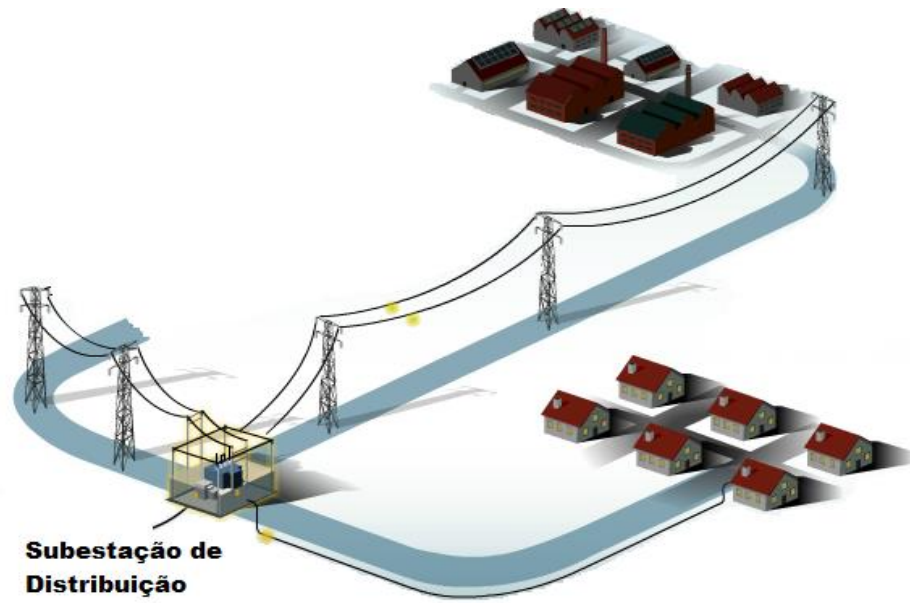


Figura 2.13 - Rede de distribuição de energia eléctrica.

Capítulo 3. Técnicas baseadas na programação linear para a solução do problema de coordenação hidrotérmica.

3.1 Técnicas para a solução do problema da coordenação hidrotérmica de curto prazo.

3.1.1 Programação linear.

Com o aumento da velocidade de processamento e quantidade de memória dos computadores actuais, houve um grande progresso desde então na pesquisa operacional. Este progresso deve-se em grande parte à larga utilização de microcomputadores, que se tornaram em unidades muito usadas dentro das empresas. Isso fez com que os modelos desenvolvidos pelos profissionais de pesquisa operacional fossem mais rápidos e versáteis, para além de serem também interactivos, possibilitando assim a participação do usuário ao longo do processo de cálculo.

No início da década de 50, começaram a surgir várias áreas, chamadas hoje colectivamente de programação matemática. As subáreas de programação matemática cresceram rapidamente tendo a programação linear desempenhado um papel fundamental nesse desenvolvimento. Entre essas subáreas estão a programação não-linear, que começou por volta de 1951, com a condição de Karush-kuhn-Tucker, fluxos em rede, aplicações comerciais, programação inteira, programação linear, programação dinâmica e programação estocástica. (Goldbarg, *et al.*, 2005)

O primeiro estudo que abrangeu a programação linear, contendo aspectos de resolução e modelagem, foi o algoritmo Simplex, em 1974, com base em problemas militares de atribuição de actividades. Existe um grande número de problemas, tratados por técnicas de optimização, que podem ser resolvidos directamente, ou através de simplificações e condições para utilização, através de técnicas de programação linear, formulados através de funções lineares. (Kagan, *et al.*, 2009)

O problema geral de programação linear é utilizado para otimizar (maximizar ou minimizar) uma função linear de variáveis, chamada de “função objectivo”, sujeita a uma série

de equações ou inequações lineares, chamadas restrições. A formulação do problema a ser resolvido pela programação linear segue alguns passos básicos descritos a seguir.

- ✓ Deve ser definido o objectivo do problema, a optimização a ser alcançada. Por exemplo, minimização de custos, de perdas, de tempo. O objectivo a ser atingido será representado por uma função objectivo, a ser maximizada ou minimizada.
- ✓ Para que a função objectivo seja matematicamente especificada, devem ser definidas as variáveis de decisão envolvidas. Por exemplo o número de máquinas, a área a ser explorada, etc. Normalmente é assumido que estas variáveis só podem assumir valores positivos.
- ✓ As variáveis do problema estão normalmente sujeitas a uma série de restrições, normalmente representadas por inequações. Por exemplo, capacidade de um reservatório, caudal de um afluente, capacidade mínima e máxima de um gerador.

No entanto, todas as expressões devem estar de acordo com a hipótese principal da programação linear, ou seja, todas as relações entre as variáveis devem ser lineares, o que implica que exista proporcionalidade nas quantidades envolvidas. Esta característica de linearidade pode ser interessante no que toca a simplificação da estrutura matemática envolvida, mas prejudicial na representação de fenómenos não lineares. (Bazarraa, *et al.*, 2010)

Para representar um problema de optimização como um programa linear, é necessário analisar diversas características, entre estas características, destaca-se:

- ✓ Proporcionalidade: O valor da função objectivo é directamente proporcional ao nível de actividade de cada variável de decisão;
- ✓ Aditividade: As variáveis de decisão do modelo têm de ser entidades totalmente independentes, não permitindo que haja interdependência entre as mesmas, ou seja não permitindo a existência de termos cruzados, tanto nas restrições com na função objectivo.
- ✓ Divisibilidade: Assume que todas as variáveis de decisão podem assumir qualquer valor fraccionário.
- ✓ Certeza: Assume que todos os parâmetros do modelo são constantes conhecidas. Em problemas reais, a certeza quase nunca é satisfeita, provocando a necessidade de análise de sensibilidade dos resultados.

É importante confirmar, caso se esteja a usar a programação linear para modelar um determinado problema, que as características acima estão a ser satisfeitas, pelo menos num certo domínio.

Uma das principais vantagens deste método é a vantagem de poder incorporar outras restrições directamente. As restrições podem ser incluídas facilmente através da adição de mais colunas na matriz de restrições. A formulação da programação linear é realizada pela linearização das equações de restrições não lineares. (Piekutowski, *et al.*, 1994)

3.1.2 Relaxação Lagrangeana.

Desde o momento, em que a relaxação Lagrangeana foi proposta para resolver em grande escala o problema do despacho óptimo a curto prazo, que o mesmo foi reconhecido como sendo uma boa abordagem para a resolução do problema. A relaxação Lagrangeana é uma ferramenta matemática para a resolução do problema de programação inteira-mista. A ideia base deste método consiste na relaxação da procura e reserva usando os multiplicadores de Lagrange, criando assim um novo problema conhecido como problema dual. (Mendes, *et al.*, 1998)

O método de relaxação Lagrangeana permite decompor o problema da coordenação hidrotérmica em dois subproblemas, um subproblema por unidade térmica e outro por unidade hídrica, estes subproblemas podem posteriormente ser resolvidos por técnicas de optimização convencionais. Para maximizar a função dual os multiplicadores de Lagrange são ajustados iterativamente. A relaxação das restrições causa uma diferença entre a solução do problema primal e dual conhecida como “gap de dualidade”, a solução óptima dual raramente satisfaz as restrições de reserva e balanço de potência, por isso a solução possível encontra-se normalmente perto do ponto óptimo dual. O método de busca é um processo interactivo onde os subproblemas relaxados são resolvidos e os multiplicadores de Lagrange são actualizados segundo o grau da violação das restrições de reserva e balanço de potência. (Salam, *et al.*, 1998) e (Jimenez, *et al.*, 1999)

Este método apresenta duas grandes desvantagens: a convergência dos algoritmos subjacentes empregados para o máximo dual é muito lenta, os valores dos multiplicadores que maximizam a função dual não garantem que o problema primal seja praticável, devido ao espaço de busca do problema. (Salam, *et al.*, 1998)

Outro aspecto muito importante que envolve a aplicação da relaxação Lagrangeana é o facto de existirem diferentes maneiras de se construir um problema dual na solução de um determinado problema primal. Neste contexto é possível dualizar qualquer restrição ou conjunto de restrições. Várias restrições podem ser agrupadas em uma única restrição, realizando assim a dualidade, ou podem ser anexadas ao problema primal restrições redundantes, entre outras maneiras. Cada uma destas opções irá produzir um específico problema dual com um diferente valor óptimo associado, desde que se trate de problemas onde existe um “gap de dualidade”.

A partir do que foi referido anteriormente, podemos concluir que os potenciais incentivos para a utilização da relaxação Lagrangeana são: mesmo existindo uma “gap de dualidade” o valor da função dual é sempre um limite inferior para a solução do problema primal, na ausência da “gap de dualidade” todas as soluções primais óptimas podem ser obtidas minimizando a função Lagrangeana correspondente, considerando o multiplicador óptimo encontrado no problema dual. Dependendo da estrutura do problema dual, o número de variáveis pode ser inferior e apresentar restrições mais simples que o problema primal.

3.1.3 Decomposição de Benders.

Neste método o problema da coordenação hidrotérmica é separado num problema mestre relacionado com as variáveis inteiras (representam os estados de compromisso das unidades de produção) e um subproblema relacionado com a optimização das variáveis contínuas (produção das unidades individuais). (Zoumas, *et al.*, 2004)

O problema mestre pode ser resolvido recorrendo a rotinas de programação inteira. Após a resolução do problema mestre os estados de compromisso das unidades de produção são determinados e impostos ao subproblema que pode ser resolvido com uma simples rotina de despacho económico.

Após a resolução do subproblema, é retornado ao problema mestre um conjunto de variáveis duais. Os cortes de Benders são gerados a partir dos valores das variáveis duais. Para determinar a solução óptima é necessário um processo interactiva que consiste na solução do problema mestre e subproblema. (Shahidehopour, *et al.*, 2005)

Apesar da dimensão do subproblema aumentar, devido às restrições hídricas (dependendo do número de centrais hidroeléctricas do sistema) é possível decompor mais o subproblema, no que diz respeito a sistemas hidroeléctricos e termoeléctricos, obtendo assim uma maior eficiência computacional.

O método de decomposição de Benders apresenta algumas desvantagens, tais como: dificuldade na determinação da solução do problema mestre, dificuldades na aplicação do método na coordenação hidrotérmica com restrições de combustível (aumento do número de variáveis duais devido à presença das restrições de combustível). (Zoumas, *et al.*, 2004)

3.1.4 Decomposição heurística.

O método de decomposição heurística divide o problema da coordenação hidrotérmica em dois subproblemas: um subproblema térmico e outro hídrico. O subproblema de optimização hídrica usa a função de custo térmico ou o custo marginal do sistema térmico para alocar os recursos de água dentro do horizonte temporal.

Definida a contribuição da produção hídrica e subtraída aos requisitos de carga, o subproblema térmico soluciona-se através de um problema de compromisso de unidade padrão. A parte hídrica do processo de optimização é normalmente resolvida através de métodos de fluxo de redes linear, enquanto que a parte térmica é resolvida através de métodos de lista de prioridades ou métodos de representação agregada simplificada, estes métodos permitem reduzir os requisitos computacionais.

As vantagens dos métodos heurísticos são a rapidez e a facilidade de implementação. Por outro lado apresentam desvantagens, tais como: determinação de programas de produção com custos elevados, necessidade de aplicar numerosas simplificações ao modelo. (Zoumas, *et al.*, 2004)

3.1.5 Programação dinâmica.

A programação dinâmica foi introduzida nos anos 60 para a resolução de problemas de coordenação da produção de energia eléctrica.

O problema de optimização começa por ser dividido em etapas, de seguida são designados um determinado número de estados para cada etapa. Através do princípio de Bellman é formulada uma relação recursiva para o problema. Usando essa relação e um procedimento regressivo é possível determinar a política óptima, etapa por etapa, até que a etapa inicial é alcançada. (Wood, *et al.*, 1996) (Ferrero, *et al.*, 1998)

O método de programação dinâmica é muito utilizado no problema de coordenação hidrotérmica, pois permite modelar com precisão as características das centrais hidroeléctricas. Este método apresenta no entanto uma grande desvantagem, conhecida com “maldição da dimensionalidade” está limitada o desempenho para sistemas eléctricos que possuem múltiplos reservatórios e centrais hidroeléctricas em cascata. (Wood, *et al.*, 1996)

3.1.6 Técnicas baseadas em inteligência artificial.

Apenas no Início da década dos anos 80 é que as técnicas de Inteligência artificial começaram a ser utilizadas com maior intensidade em diversas áreas dos sistemas eléctricos de energia.

A maior vantagem na aplicação destas técnicas reside no facto de a implementação ser menos complexa, não precisa de uma função objectivo explícita, existem várias soluções possíveis, e possuem tempos de execução razoáveis. As seguintes técnicas são técnicas baseadas em inteligência artificial aplicadas a resolver o problema da coordenação hidrotérmica.

- ✓ Algoritmos Genéricos (Zoumas, *et al.*, 2004)
- ✓ Redes Neurais Artificiais (Liang, *et al.*, 1996)
- ✓ Pesquisa Tabu (Bai, *et al.*, 1996)

3. 2 Técnicas para a solução do problema de coordenação hidrotérmica de longo e médio prazo.

3.2.1 Programação linear

O método de programação linear é talvez o método mais usado na coordenação hidrotérmica. Isso deve-se ao facto deste método oferecer diversas vantagens, entre as quais destaca-se: a rapidez (desde que haja uma boa adaptação algorítmica ao problema), a confiabilidade computacional, flexibilidade, requer pouca capacidade de armazenamento computacional, fácil de programar.

O método de programação linear permite que as restrições do sistema possam ser linearizadas perto do ponto de operação nominal ou que as não linearidades sejam modeladas utilizadas segmentos lineares. (Long-term hydro-thermal coordination via hydro and thermal subsystem decomposition, 1994)

Outra vantagem apresentada pelo método de programação linear é o facto de as variáveis primárias e duais obterem-se simultaneamente como resultado da optimização, e que as variáveis duais representam os custos marginais. No caso da coordenação hidrotérmica as variáveis duais representam os custos marginais da energia, esta é uma informação muito importante para os mercados de energia. (Pereira, *et al.*, 1998)

3.2.2 Programação dinâmica estocástica

O método de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) é um método muito utilizado para a resolução do problema de coordenação hidrotérmica de longo prazo. Tal, deve-se ao facto de este método permitir decompor problemas complexos em uma serie de problemas, sendo posteriormente resolvidos, tendo sempre em atenção que o custo funcional de cada etapa satisfaz a condição de separabilidade. (Deterministic versus stochastic models for long term hydrothermal scheduling, 2006)

No PDE, o problema divide-se em estágios (meses), a melhor decisão a tomar em cada estágio é determinada de acordo com a situação (estado) em que o sistema se encontra. O processo de optimização baseia-se no conhecimento prévio de todas as possibilidades futuras e das consequências das mesmas, de modo a satisfazer o “Princípio de Bellman”. Sendo este um problema estocástico, a decisão em cada estágio é obtida com base na distribuição de probabilidade de variável aleatória no respectivo estágio. O custo total de operação é obtido através do custo da decisão no próprio estágio, custo presente mais o custo futuro esperado a partir do estágio seguinte até ao final do horizonte temporal planeado. (Martinez, *et al.*, 2004)

No entanto o método PDE apresenta uma grande limitação, que se deve á necessidade de enumerar todas as combinações possíveis dos valores das variáveis de estado do problema. Isto leva a que o esforço computacional requerido pelo PDE cresça exponencialmente com o número de variáveis de estado, esta limitação é conhecida como “maldição da dimensionalidade”.

3.2.3 Programação dinâmica dual estocástica

A programação dinâmica estocástica dual (PDED) é um método alternativo à PDE que permite solucionar o problema da dimensionalidade, pois não necessita da discretização do espaço de estados. O método PDED baseia-se no facto de que a função custo futuro pode ser representada como uma função linear por partes. É possível observar através deste método que a função custo futuro ao redor de um ponto ascende aos valores esperados de água armazenada, os quais correspondem aos multiplicadores Simplex associados às equações de balanço hidráulico. (Pereira, *et al.*, 1998)

Para além das vantagens já referidas o método PDED usa um esquema interactivo simulação/optimização permitindo assim seleccionar apenas os estudos que sejam relevantes para a decisão da coordenação. Derivado a este facto, é possível resolver o problema da coordenação hidrotérmica para um grande número de variáveis, com um esforço computacional razoável. (Pereira, *et al.*, 1998)

3.2.4 Técnicas baseadas em inteligência artificial.

Sendo similar ao problema da coordenação hidrotérmica de curto prazo, as técnicas baseadas em inteligência artificial são usadas para resolver o problema de coordenação hidrotérmica de médio e longo prazo.

As vantagens de aplicar este método são: a implementação menos complexa, não precisa de uma função objectivo explícita, não dão uma solução, mas sim varias, possuem tempos de execução razoáveis. As seguintes técnicas são baseadas em inteligência artificial para resolver o problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo:

- ✓ Redes neurais artificiais (Naresh, *et al.*, 2000)
- ✓ Estratégias evolutivas (Pastor, 2005)

3.3 Formulação do problema

O problema do despacho económico com a coordenação hidrotérmica consiste na determinação da produção óptima por parte dos grupos geradores (térmicos e hídricos), por forma a minimizar o custo total da produção de energia eléctrica (C_T) tendo em consideração a alimentação das cargas e os limites técnicos do sistema electroprodutor. Esta é uma tarefa executada de forma centralizada a partir da sala de operações do centro de supervisão e controlo do sistema.

Em termos matemáticos, este problema consiste na optimização de uma determinada função objectivo, condicionada por certas restrições.

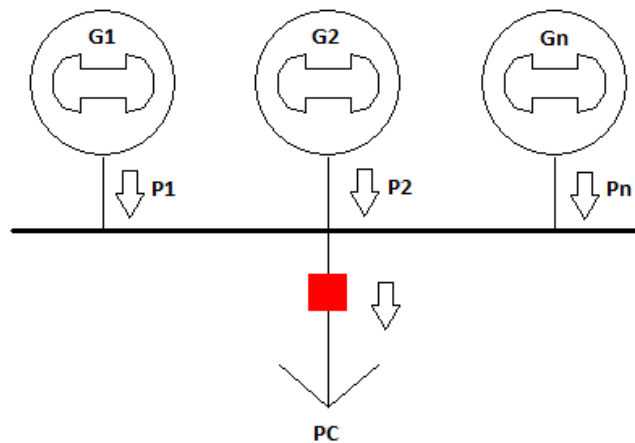


Figura 3.1 - Esquema de um sistema electroprodutor.

Considerando o esquema apresentado na Figura 3.1, constituído por n grupos geradores, todos eles ligados ao mesmo barramento, satisfazendo o consumo total do sistema (P_C). Onde P_{Gi} representa a potência gerada a saída de cada grupo e C_i é o custo associado a produção dessa potência.

O custo total de produção deste sistema é a soma dos custos individuais de cada gerador.

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (3.1)$$

Considerando que todos os geradores participam no despacho económico, então o somatório da potência gerada por cada gerador deve igualar a potência requisitada pela carga P_C mais as perdas de transporte, P_L .

$$\sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) = P_C + P_L \quad (3.2)$$

Um despacho económico básico consiste em minimizar o custo total de produção dos grupos geradores, respeitando a satisfação do consumo, e os limites de produção dos grupos geradores.

$$\min C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (3.3)$$

Os grupos com custos de produção mais baixos são os primeiros a serem inseridos no despacho, são estes grupos que iram alimentar as cargas que se encontram na base do diagrama de cargas. A medida que as cargas vão aumentando a potência fornecida pelos grupos em serviço também vai aumentando, até ser atingido o rendimento máximo desses grupos, posteriormente são ligando progressivamente á rede eléctrica novos grupos geradores, com custos de produção superiores aos anteriores grupos geradores.

3.3.1 Custos de Produção

Na produção de energia eléctrica a partir de grupos térmicos os custos mais relevantes são os que estão associados ao combustível utilizado para a produção da mesma.

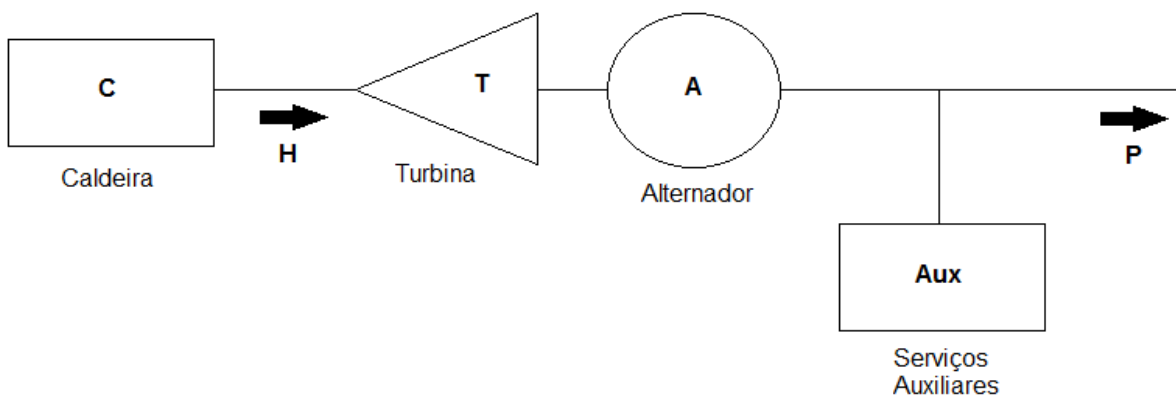


Figura 3.2 - Esquema de um grupo térmico.

Na Figura 3.2, é representado de forma simplificada, um grupo térmico de produção de energia eléctrica. Uma caldeira produz vapor de água para accionar um sistema acoplado turbina-alternador, transformando assim a energia térmica em energia mecânica, e posteriormente em energia eléctrica.

A potência gerada por este grupo térmico é fornecida à rede de energia eléctrica para satisfazer o consumo das cargas em cada momento, sendo que uma fracção da potência gerada pelo grupo (entre 2% a 6% da produção bruta) está destinada a alimentar os serviços auxiliares do próprio grupo (bombas de circulação na caldeira, ventoinhas de arrefecimento, bombas de circulação de água do condensador, entre outros). Assim sendo, podemos afirmar que a potência bruta a saída do alternador é diferente da potência líquida fornecida á rede (P).

A relação existente entre a potência térmica à entrada do conjunto turbina-alternador (H), e a potência eléctrica à saída do grupo (P), é fundamental na operação económica de um grupo de produção de energia eléctrica. Esta relação pode ser obtida experimentalmente através de ensaios a diferentes regimes de carga. (Mendes de Sousa, 2009)

Através da Equação 3.4 podemos calcular a potência térmica de entrada (H).

$$H(P) = a + bP + cP^2 \quad (3.4)$$

Onde:

H : Potência térmica de entrada [GJ/h]

P : Potência eléctrica de saída [MW]

a,b,c : Parâmetros característicos do grupo

Para se obter o custo de produção (C), basta multiplicar H(P) pelo custo do combustível (F) queimado pelo grupo térmico.

$$C(P) = H(P) \times F \quad (3.5)$$

Onde:

C : Custo de produção [€/h]

F : Custo do combustível [€/GJ]

Devido a razões técnicas, existem valores mínimos e máximos de potência que um grupo gerador pode fornecer (P_{min} e P_{max}). Dentro desses limites de potência, a relação entre o custo de produção e potência eléctrica produzida é não linear, Figura 3.3.

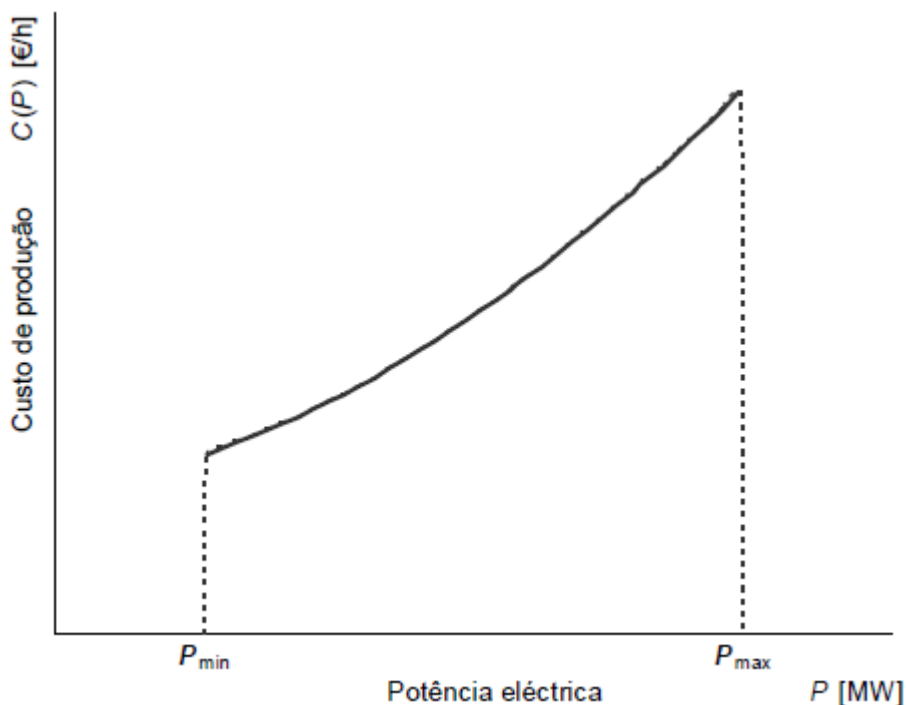


Figura 3.3 - Representação gráfica da relação entre o custo de produção e potência eléctrica produzida.

O custo marginal é um outro factor de extrema importância na operação económica de um sistema térmico. Este custo está relacionado com o custo associado à produção de um determinado número de unidades, e é obtido através da derivada da função do custo de produção (C). Ou seja, $C(A)$ representa o custo de produzir A unidades, enquanto que $C'(A)$ representa o custo de produzir a unidade A . (Mendes de Sousa, 2005)

O custo marginal é calculado através da expressão:

$$C'(P) = (b + 2cP)F \quad (3.6)$$

Na Figura 3.4, podemos ver a representação gráfica da função de custos marginais, esta apresenta uma função linear crescente, o que indica que com o aumento da potência o custo marginal de cada unidade aumenta.

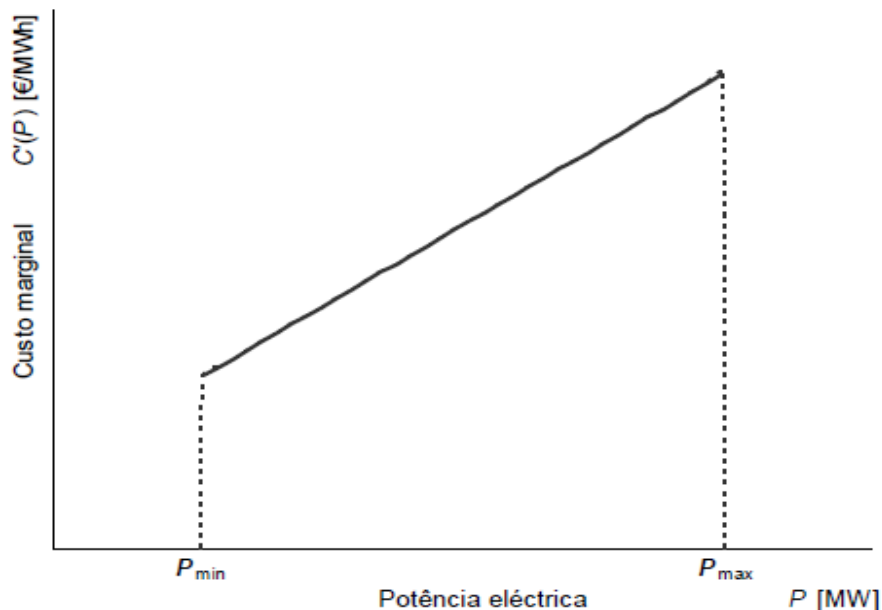


Figura 3.4 - Representação gráfica da relação entre o custo marginal e potência elétrica produzida.

Ao dividir o custo total de produção pelo número de unidades produzidas obtém-se o custo médio.

$$\frac{C(P)}{P} = \left(\frac{a}{P} + b + cP\right)F \quad (3.7)$$

Na Figura 3.5, é feita a representação gráfica do custo médio, onde podemos verificar uma zona decrescente seguida de uma crescente. A zona crescente deve-se ao aumento dos custos marginais, enquanto que a zona decrescente é resultado da diluição da componente fixa dos custos por um maior número de unidades. (Mendes de Sousa, 2005)

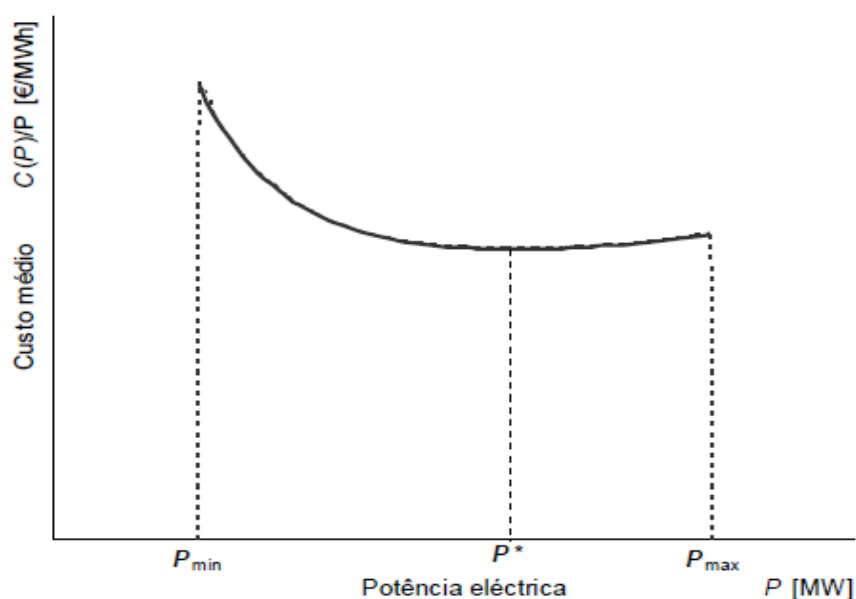


Figura 3.5 - Representação gráfica da relação entre o custo médio e potência elétrica produzida.

Como é possível verificar na Figura 3.5, existe um ponto de funcionamento, em que o custo médio é mínimo, é possível obter esse ponto através da minimização da função:

$$\min \left(\frac{a}{P} + b + cP \right) F \quad (3.8)$$

A condição óptima deste problema corresponde ao ponto (P^*) em que a derivável seja nula, pois não existem restrições e a função objectivo é diferenciável e convexa. Assim sendo:

$$\frac{d}{dp} \left(\frac{a}{P^*} + b + cP^* \right) F = 0 \quad (3.9)$$

3.3.2 Restrições

Balço de Potência

A restrição do balanço de potência activa, garante o equilíbrio entre a produção, a carga e as perdas do sistema electroprodutor.

A seguinte função traduz o balanço de potência activa no sistema:

$$h(P_{G1} \dots P_{Gm}) = \sum_{i=1}^p P_{Gi} - P_C - P_L = 0 \quad (3.10)$$

Onde:

P_L : Perdas da rede

Como as perdas reactivas representam normalmente uma percentagem muito pequena da carga, esta não será considerada.

Limites de Potência Gerada

A potência produzida por cada uma das unidades geradoras tem de estar compreendida entre os limites máximos e mínimos. Esta restrição é representada por:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.11)$$

Onde:

P_{Gi}^{min} e P_{Gi}^{max} são os limites inferiores e superiores de cada unidade geradora de energia eléctrica.

Perdas de transmissão

Outro factor muito importante a considerar aquando a realização do despacho económico, são as perdas na rede. Como já foi anteriormente referido, as grandes centrais produtoras de energia eléctrica encontram-se muito afastadas dos centros de consumo, assim sendo é necessário recorrer a rede nacional de transporte de energia eléctrica, para poder transportar a energia dos grandes centros produtores para os grandes centros de consumo. Durante o transporte da mesma, ocorrem perdas de energia, devido a várias circunstâncias, como por exemplo o efeito de Joule. Obviamente o custo de produção é afectado pelo custo das perdas ocorridas no transporte.

As perdas de transmissão são obtidas através de:

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^N B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (3.12)$$

3.3.3 Função objectivo

O problema do despacho económico com coordenação hidrotérmica tem como objectivo minimizar o custo tal de combustível das unidades geradoras e representa-se pela seguinte equação:

$$\min C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi})$$

3.4 Aplicação do método dos multiplicadores de Lagrange para determinar a produção óptima dos geradores.

Como já anteriormente foi referido, o custo total de produção de um sistema é a soma dos custos de produção de m geradores:

$$C = \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) = C_1(P_{G1}) + \dots + C_m(P_{Gm}) \quad (3.13)$$

A função a cima apresentada é no entanto condicionada pela seguinte equação:

$$h(P_{G1} \dots P_{Gm}) = \sum_{i=1}^p P_{Gi} - P_C - P_L = 0$$

Sendo que P_{Gi} representa a potência activa gerada pelo gerador i , e que embora o valor da potencia reactiva não seja nulo, esta será desprezada, pois não afecta significativamente o custo de produção.

Para o despacho económico com a consideração das perdas o Lagrangiano é:

$$\hat{C} = C - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_C - P_L \right) \quad (3.14)$$

E o óptimo é:

$$\frac{\partial \hat{C}}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C}{\partial P_{Gi}} - \lambda + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.15)$$

Ou:

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = C_i^{mar} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right), \quad i = 1, \dots, m \quad (3.16)$$

Onde:

λ : Multiplicador de Lagrange

$\partial P_L / \partial P_{Gi}$: representa as perdas incrementais associadas com o gerador i .

Devido ao facto de se considerar as perdas nas linhas, é necessário definir um factor de penalização para a central i .

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \quad (3.17)$$

Da Equação 3.16 podemos concluir que:

$$L_i C_i^{mar} = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \times 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \times \lambda$$

$$L_i C_i^{mar} = \lambda, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.18)$$

A partir da Equação 3.18 podemos concluir que os custos marginais quando multiplicados pelos factores de penalização, são iguais ao multiplicador de Lagrange, para as centrais sujeitas ao despacho económico considerado as perdas nas linhas. (Sucena Paiva, 2007)

3.5 Aplicação do método dos coeficientes B para determinar as perdas nas linhas de transporte.

Através do método dos coeficientes B, é possível obter as perdas de transmissão de um sistema eléctrico de energia, em função da potência activa gerada.

Para dois geradores

A Figura 3.6 é representativa de um sistema eléctrico de energia com dois geradores e uma carga.

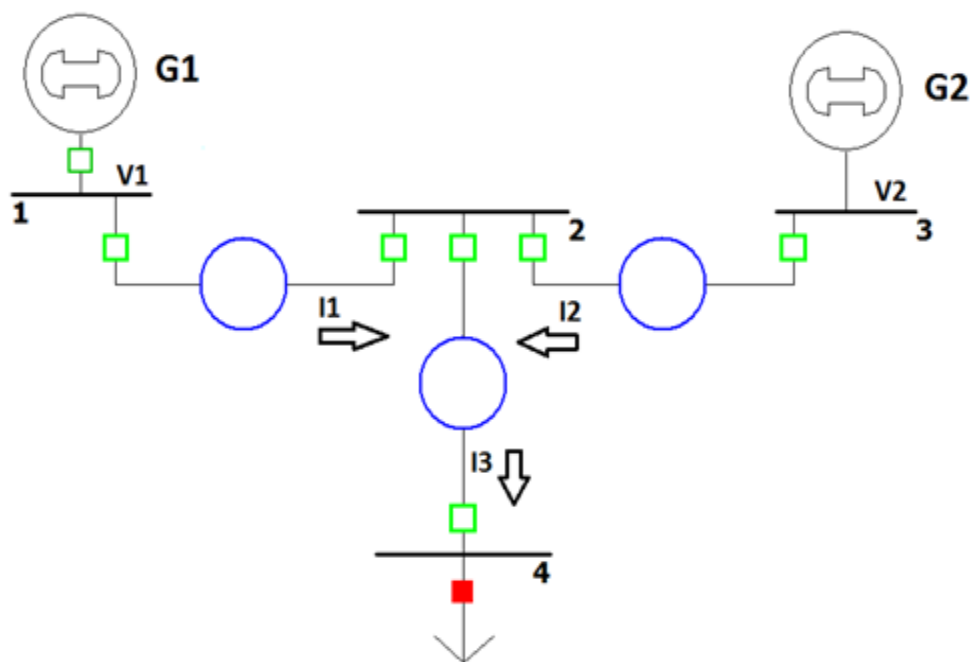


Figura 3.6 - Sistema electroprodutor, com dois geradores que estão a alimentar uma carga através de 3 linhas e 4 barramentos.

Para o sistema eléctrico da Figura 3.6 as perdas nas linhas são obtidas através da seguinte expressão:

$$P_L = R_L \times I_L^2 \quad (3.19)$$

$$P_L = R_{L1} \times I_1^2 + R_{L2} \times I_2^2 + R_{L3} \times I_3^2 \quad (3.20)$$

Assumindo que as correntes I_1 e I_2 estão em fase, fica:

$$I_3 = I_1 + I_2 \quad (3.21)$$

Alterando a fórmula das perdas para:

$$P_L = (R_{L1} + R_{L3})I_1^2 + 2R_{L3} I_1 I_2 + (R_{L2} + R_{L3}) I_2^2 \quad (3.22)$$

A corrente obtém-se através das fórmulas:

$$I_1 = \frac{P_{G1}}{V_1 \cos \phi_1} \quad (3.23)$$

$$I_2 = \frac{P_{G2}}{V_2 \cos \phi_2} \quad (3.24)$$

As perdas podem também ser calculadas em função das potências geradas:

$$P_L = B_{11}P_{G1}^2 + 2B_{12}P_{G1}P_{G2} + B_{22}P_{G2}^2 \quad (3.25)$$

Onde:

$$B_{11} = \frac{R_{L1} + R_{L3}}{V_1^2 \cos^2 \phi_1} \quad (3.26)$$

$$B_{12} = \frac{R_{L3}}{V_1 V_2 \cos \phi_1 \cos \phi_2} \quad (3.27)$$

$$B_{22} = \frac{R_{L2} + R_{L3}}{V_2^2 \cos^2 \phi_2} \quad (3.28)$$

Com as fórmulas a cima apresentadas, é possível determinar o despacho económico dos geradores e o custo marginal do sistema, considerando as perdas nas linhas para diferentes valores de carga.

As perdas incrementais dos geradores são:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{G1}} = 2B_{11}P_{G1} + 2B_{12}P_{G2} + B_{10} \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{G2}} = 2B_{12}P_{G1} + 2B_{22}P_{G2} + B_{20} \quad (3.30)$$

Os custos de produção dos geradores são:

$$C_1^{mar} = \frac{\partial C_1}{\partial P_{G1}} = b_1 + 2c_1 P_{G1} \quad (3.31)$$

$$C_2^{mar} = \frac{\partial C_2}{\partial P_{G2}} = b_2 + 2c_2 P_{G2} \quad (3.32)$$

Minimizando os custos de produção (considerando as perdas) pela função Lagrangeana, temos a Função 3.15:

$$\frac{\partial C}{\partial P_{Gi}} - \lambda + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = 0$$

Substituindo na Função 3.15 os valores obtidos para as duas unidades geradoras, temos:

Para a unidade 1:

$$(b_1 + 2c_1P_{G1}) - \lambda + \lambda(2B_{11}P_{G1} + 2B_{12}P_{G2} + B_{10}) = 0$$

$$\Leftrightarrow \left(\frac{2c_1}{\lambda} + 2B_{11}\right)P_{G1} + 2B_{12}P_{G2} = (1 - B_{10}) - \frac{b_1}{\lambda} \quad (3.33)$$

Para a unidade 2:

$$(b_2 + 2c_2P_{G2}) - \lambda + \lambda(2B_{22}P_{G2} + 2B_{21}P_{G1} + B_{20}) = 0$$

$$\Leftrightarrow \left(\frac{2c_2}{\lambda} + 2B_{22}\right)P_{G2} + 2B_{21}P_{G1} = (1 - B_{20}) - \frac{b_2}{\lambda} \quad (3.34)$$

Na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{2c_1}{\lambda} + 2B_{11}\right) & 2B_{12} \\ 2B_{21} & \left(\frac{2c_2}{\lambda} + 2B_{22}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 - B_{10}) - \frac{b_1}{\lambda} \\ (1 - B_{20}) - \frac{b_2}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Para m geradores

Para um sistema eléctrico de energia com m geradores, admitindo que as tensões nos barramentos se mantem constantes em modulo e argumento, e que a $\tan \phi_i$ dos geradores também se mantem constante, a fórmula para as unidades de produção fica: (Sucena Paiva, 2007) e (Carvalho, 2010)

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{2c_1}{\lambda} + 2B_{11}\right) & 2B_{12} & \dots & 2B_{1p} \\ 2B_{21} & \left(\frac{2c_2}{\lambda} + 2B_{22}\right) & \dots & 2B_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 2B_{p1} & 2B_{p2} & \dots & \left(\frac{2c_p}{\lambda} + 2B_{pp}\right) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \\ (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \\ \vdots \\ (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Para as perdas:

$$P_L = B_{11}P_{G1}^2 + B_{22}P_{G2}^2 + \dots + B_{11}P_G^2 + 2B_{12}P_{G1}P_{G2} + \dots + 2B_{1m}P_{G1}P_{Gm} \quad (3.37)$$

$$+ \dots + 2B_{(m-1)m}P_{G(m-1)}P_{Gm} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^m P_{Gi}B_{ij}P_{Gj}$$

Na forma matricial:

$$P_L = [P_G]^T [B] [P_G] \quad (3.38)$$

Sendo a matriz B composta por:

$$[B] = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1m} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2m} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ B_{m1} & B_{m2} & \dots & B_{mm} \end{bmatrix}$$

A matriz B pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$[B] = [A_1] + [F][A_1][F] + [F][A_2] - [A_2][F] \quad (3.39)$$

$$a_{1ij} = \frac{r_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)}{V_i V_j} \quad (3.40)$$

$$a_{2ij} = \frac{r_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)}{V_i V_j} \quad (3.41)$$

Onde:

r_{ij} , é a parte real da matriz de impedâncias nodais;

$\delta_i - \delta_j$, são os argumentos da tensão nos barramentos i e j , respectivamente.

$[F]$ é uma matriz diagonal, cujos elementos são:

$$f_{ii} = \frac{Q_{Gi}}{P_{Gi}} = \tan \phi_i \quad (3.42)$$

As perdas incrementais são calculadas a partir da Equação 3.37 através da derivação em ordem às potências geradas:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial}{\partial P_{Gi}} \left(\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^m P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \right) = 2 \sum_{i=1}^m P_{Gi} B_{ij} \quad (3.43)$$

Se as tensões nos barramentos e os factores de potencia gerados não se alterarem, os coeficientes B mantem-se constantes com a variação da potencia gerada. Através do uso de valores constantes para os coeficientes B, é possível obter resultados razoavelmente correctos, desde que não se verifiquem grandes variações de carga total do sistema e da repartição da

mesma pelos geradores em serviço. Dependendo da repartição e do valor da carga, os operadores do sistema utilizam diversos conjuntos de coeficientes B. (Sucena Paiva, 2007)

A Equação 3.37 só é válida quando é assumido que em cada barramento a corrente de carga é uma fracção constante da corrente de carga total do sistema. No caso de tal não se verificar, a fórmula a utilizar será:

$$P_L = B_{00} + \sum_{i=1}^m B_{i0} P_{Gi} + \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^m P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (3.44)$$

Sob a forma matricial:

$$P_L = B_{00} + [B_0]^T [P_G] + [P_G]^T [B] [P_G] \quad (3.45)$$

Utilizando a Equação 3.44 para o cálculo das perdas, a fórmula das perdas incrementais é:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = B_{i0} P_{Gi} + 2 \sum_{i=1}^m P_{Gi} B_{ij} \quad (3.46)$$

Outra hipótese de deduzir a equação das perdas recorre as séries de Taylor, usando os três primeiros termos:

$$f([x] + [\Delta x]) = f([x]) + [\nabla f]^T [\Delta x] + \frac{1}{2} [\Delta x]^T [H] [\Delta x] \quad (3.47)$$

Onde:

$[\nabla f]$ é o gradiente.

$[H]$ é a matriz Hessiana.

$$[\nabla f]^T = \left[\frac{\partial f}{\partial x_1} \quad \dots \quad \frac{\partial f}{\partial x_m} \right]$$

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_m} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_m \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_m \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_m^2} \end{bmatrix}$$

Aplicando esta metodologia as perdas na rede eléctrica, fica:

$$P_L([P_G]) = P_L([P_{G0}] + [\Delta P_G]) = B_{00} + [B_0]^T [P_G] + [P_G]^T [B] [P_G] \quad (3.48)$$

Onde:

$$[B] = [H]$$

$$[B_0]^T = [\nabla P_L]^T - 2[P_{G0}]^T [B]^T$$

$$B_{00} = P_L([P_{G0}] - [P_{G0}]^T [\nabla P_L] + [P_{G0}]^T [B][P_{G0}])$$

Os valores do gradiente e do Hessiano são calculados para os valores das potências correspondentes ao caso base. (Sucena Paiva, 2007)

3.6 Inclusão dos custos-sombra da água no modelo.

Aquando a realização de um despacho económico com coordenação hidrotérmica, é necessário levar em conta vários factores de ordem técnica e económica. Nos grupos geradores hidráulicos o custo de combustível é nulo, logo o custo marginal de produção é também nulo. No entanto, caso seja tomada decisão de gerar mais energia hídrica, e menos energia térmica, para assim poupar combustível, pode resultar em custos de produção de energia eléctrica mais elevados, caso a afluência de água seja reduzida. Por outro lado gerar muita energia térmica para possibilitar o armazenamento de água nas albufeiras, pode resultar futuramente na necessidade de realizar descarregamentos, devido a existência de limites de cota nas albufeiras, e a perda do respectivo valor energético. (Sucena Paiva, 2007)

Para determinar a potência fornecida por uma turbina hídrica, é necessário saber qual o caudal a turbinar, o rendimento da turbina e a queda de água:

$$P = 9,8\eta qh \quad (3.49)$$

Onde:

P: Potência eléctrica em kW;

η : Rendimento da turbina;

q: caudal em m³/s;

h: Altura da queda em m.

Para simplificação da equação anterior, o valor do rendimento da turbina será 81,5%.

$$P = 9,8 \times 0,815 \times q \times h$$

$$P \sim 8 \times q \times h \quad (3.50)$$

Se se assumir que a queda de água é constante, o caudal pode ser expresso por uma função quadrática em função da potência:

$$q = \alpha + \beta P_G + \gamma P_G^2 \quad (3.51)$$

Normalmente a quando a realização do despacho, é especificado um determinado volume de água a turbinar durante um específico período de tempo.

Para um sistema com m geradores térmicos e $p - m$ geradores hidráulicos, pretende-se durante o período de tempo T minimizar o custo de operação do sistema C_T . Sendo que a função objectivo é definida por:

$$C_T = \int_0^T \sum_{i=1}^m C_i dt \quad (3.52)$$

Onde:

C_i : Custo de produção horário de cada gerador térmico

A minimização da função objectivo, é condicionada por duas restrições:

$$\sum_{i=1}^p P_{Gi}(t) - P_C(t) - P_L(t) = 0$$

Esta função traduz o balanço de potência activa.

$$\int_0^T q_i(t) dt = v_i, \quad i = m + 1, \dots, p \quad (3.53)$$

$$\int_0^T [\alpha + \beta P_{Gi}(t) + \gamma P_{Gi}^2(t)] dt = v_i \quad (3.54)$$

Impõe o volume de água v_i a turbinar por cada grupo hídrico durante o período de tempo T .

O Lagrangiano é definido por:

$$\hat{C}_T = \int_0^T \left\{ \sum_{i=1}^m C_i - \lambda(t) \left[\sum_{i=1}^p P_{Gi}(t) - P_C(t) - P_L(t) \right] + \sum_{i=m+1}^p v_i q_i \right\} dt \quad (3.55)$$

Os multiplicadores v_i estão relacionados com os volumes de água a turbinar, e são constantes.

Resolvendo as derivadas da função expressa na Equação 3.35 em relação às potências geradas pelos grupos térmicos, obtemos:

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} - \lambda(t) \left(1 - \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right) \right) = 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.56)$$

Se derivarmos as equações em ordem às potências geradas pelos grupos hídricos, vem:

$$-\lambda(t) \left(1 - \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right) \right) + v_i \frac{dq_i}{dP_{Gi}} = 0, \quad i = m + 1, \dots, p \quad (3.57)$$

Utilizando os factores de penalização definidos pela Equação 3.17, as equações de penalização para o despacho económico com coordenação hidrotérmica, escrevem-se:

$$L_i \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda(t), \quad i = 1, \dots, m \quad (3.58)$$

$$L_i v_i \frac{dq_i}{dP_{Gi}} = \lambda(t), \quad i = m + 1, \dots, p \quad (3.59)$$

Os multiplicadores v_i representam os custos-sombra da água e exprimem-se em €/e/m³.

Segundo (Murty, 2008) O problema do custo-sombra de água ou valor da água armazenada nos reservatórios das centrais hídricas pode também ser resolvido através da análise gráfica, dos gráficos “Curva Input-Output” e “Taxa incremental da água” que caracterizam uma determinada central hídrica. Este método consiste em determinar a taxa incremental da água e converte-la no custo incremental de produção equivalente, sabendo á priori o custo da água.

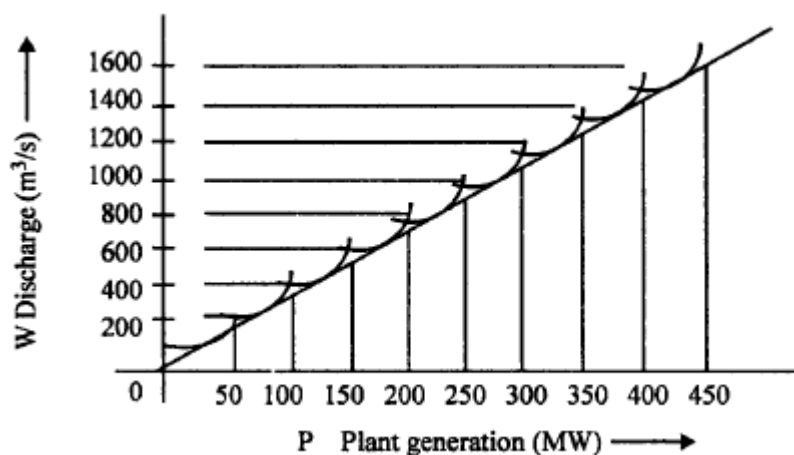


Figura 3.7 - Gráfico com a curva dos Inputs e Outputs de uma central hídrica.

Por exemplo, consideremos uma central hídrica caracterizada na Figura 3.7, sabendo que o custo da água é 10^{-3}€/m^3 . A taxa incremental da água é obtida através do cálculo do declive da curva dos input's e output's em diferentes pontos. Obtendo assim uma aproximação de um segmento de uma linha recta que caracteriza a taxa incremental da água, Figura 3.8.

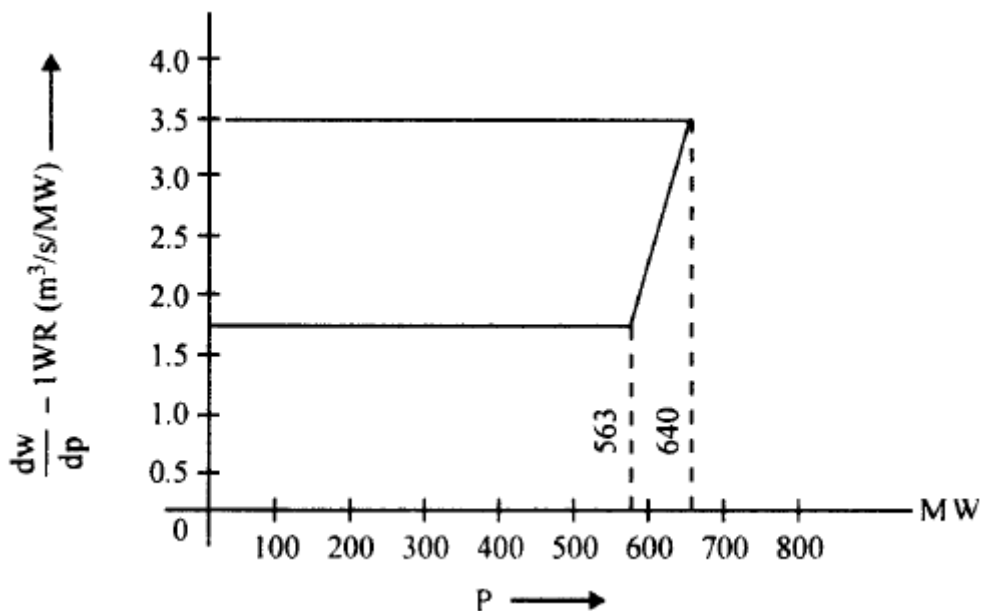


Figura 3.8 - Gráfico da taxa incremental da água.

Através da análise da Figura 3.8, podemos concluir que a taxa incremental da água, é:

$$1,7\text{m}^3/\text{s}/\text{MW} \text{ para } P = 0 \text{ to } 563 \text{ MW}$$

A linha da taxa incremental intercepta o eixo dos y nos -11,4.

Calculando o declive da recta obtemos:

$$\frac{11,4 + 1,7}{563} = 0,0233$$

Para valores de $P = 0$ até 563MW o custo incremental de produção é:

$$(0,0233P - 11,4) \text{ m}^3/\text{s}/\text{MW}$$

O custo em €/MWh para valores de $P = 0$ até 563MW é:

$$1,7 \times 3600 \times 10^{-3} = 6,2 \text{ €/MWh}$$

Para valores de $P = 563$ até 640MW o custo incremental de produção é:

$$(0,0876P - 41,2) \text{ €/MWh}$$

Capítulo 4. Implementação computacional da metodologia e discussão de resultados.

4.1 Introdução

Este capítulo destina-se a validar a metodologia de cálculo estudada, aplicando a mesma a em redes eléctricas de energia. Num primeiro caso a metodologia será aplicada a uma rede de 24 barramentos do IEEE, permitindo assim demonstrar com detalhe as características dos sistemas hidrotérmicos. Num segunda caso a mesma metodologia será aplicada à Rede Nacional de Transporte referente ao ano de 2010, aplicando a metodologia a um sistema real de grande porte será possível avaliar o desempenho do modelo desenvolvido.

Para a rede de 24 Barramentos do IEEE, serão analisadas as seguintes situações:

- ✓ Variação dos parâmetros técnicos dos grupos;
- ✓ Variação dos valores dos caudais dos afluentes;
- ✓ Variação dos valores dos Inputs;

Para a RNT, serão analisadas as seguintes situações:

- ✓ Simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.
- ✓ Simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Verão de 2010.
- ✓ Variação dos caudais para um dia normal.
- ✓ Análise de um sistema com coordenação hidrotérmico e de um sistema puramente térmico em função dos custos de operação dos sistemas.

4.2 Ferramenta desenvolvida e interface com o utilizador

O *Microsoft Excel* permite uma fácil gestão de uma grande quantidade de informação, e possui um ambiente integrado para a criação de projectos em VBA. Desta forma, a ferramenta computacional e a sua interface com o utilizador foram desenvolvidas no *Microsoft Excel 2010*. O mesmo foi desenvolvido e ensaiado num computador portátil, com as seguintes características: Processador de 1.80 GHZ, 2 GB de memória RAM, com o sistema operativo *Windows 7 Professional* de 32 bits.

O programa computacional esta desenvolvido tal como é demonstrado na Figura 4.1.

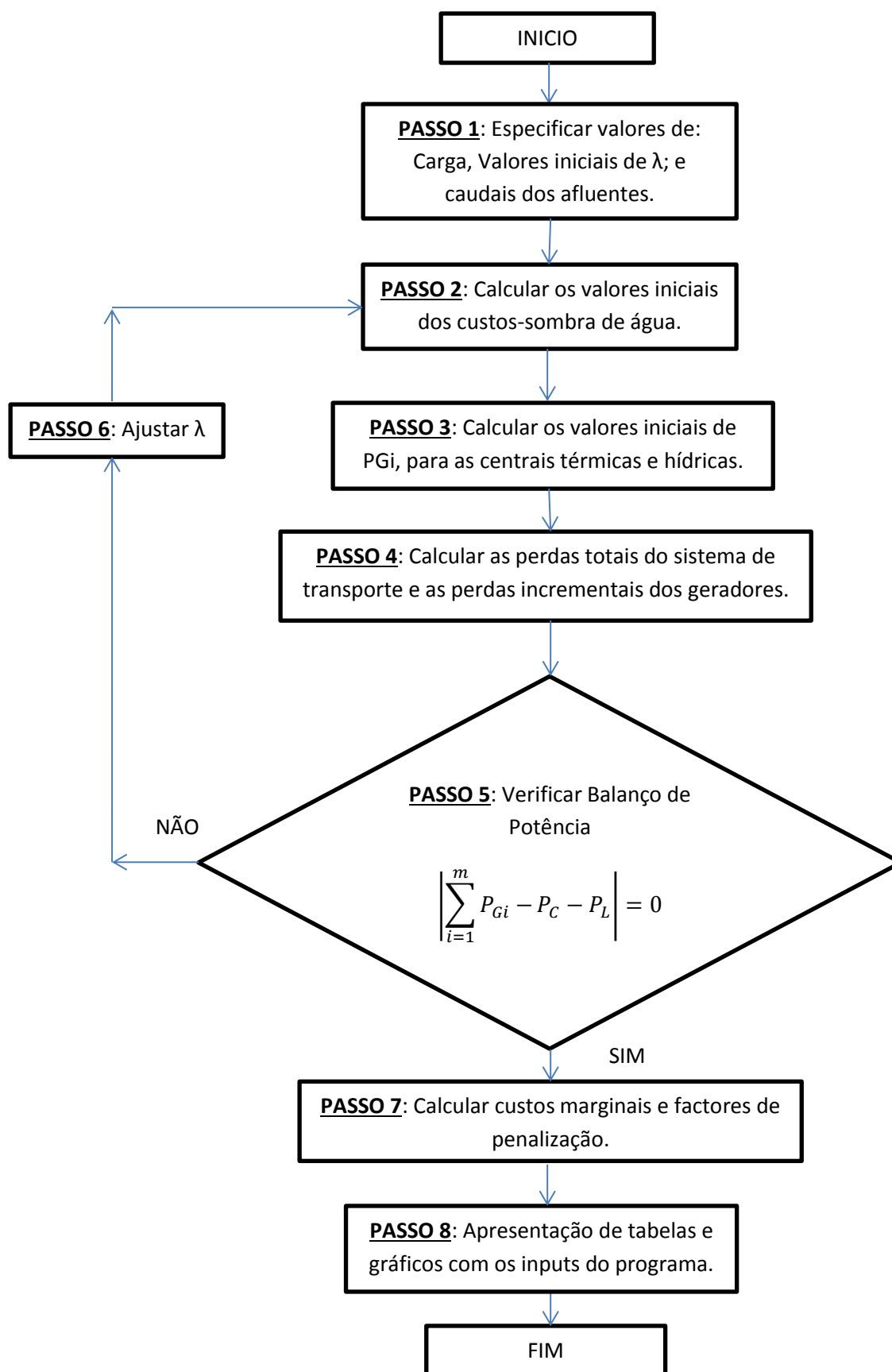


Figura 4.1 - Fluxograma relativo ao modo de funcionamento do programa em Excel.

Passo 1: Iniciando a folha de cálculo do *Excel* “DE - CHT -24B” o programa inicia apresentando automaticamente ao utilizador um formulário. A Figura 4.2 é ilustrativa do formulário.

The screenshot shows a web-based form titled "Inputs do Programa" from the "Instituto Superior de Engenharia do Porto". The form is for "Despacho Económico de um SEE com a Coordenação Hidro-Térmica". It includes the following elements:

- Inputs:**
 - Carga [MW]:
 - Valor Inicial de λ :
 - Caudais dos afluentes das centrais Hídricas:
 - Caudal da central PG9 [m³]:
 - Caudal da central PG10 [m³]:
 - Caudal da central PG11 [m³]:
- Buttons:** "Inserir Dados", "Página Seguinte >>", "Guardar Valores", and "Sair".
- INSTRUÇÕES:**
 - Carga - Inserir valores de Carga entre os 3000 MW e os 9000 MW.
 - Valor inicial de Lambda - Inserir qualquer valor inteiro.
 - Caudais dos afluentes - Normalmente rondam entre 1000 e os 300 m³.
- FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA:**
 - Inserir o valor da carga, correspondente ao valor de carga total do sistema, para o qual o sistema irá determinar o despacho económico. Inserir um valor inicial de Lambda para o qual o programa começara a calcular, ajustando posteriormente através de iterações esse valor. Inserir os valores dos caudais dos afluentes, para assim possibilitar o cálculo dos custos-sombra de água. Pressionar o botão inserir dados.

Figura 4.2 – Primeira página do formulário – Inputs de Programa.

Inserindo os outputs no formulário, e clicando no botão “Inserir dados”, os dados são automaticamente inseridos nas respectivas células da folha de *Excel*. Existe também a possibilidade de guardar esses valores numa das folhas do *Excel* pressionando o botão “Guardar”. Para sair do formulário basta pressionar o botão “Sair”. O código em VB desenvolvido para o funcionamento dos botões pode ser consultado no Anexo A.1.

PASSO 2: Clicando no botão “Página Seguinte” ainda na primeira página do formulário “Inputs do Programa” será apresentada ao utilizador a segunda página do formulário “Cálculo do despacho” Figura 4.3. Clicando no botão “Calcular Despacho” o programa calcula automaticamente o despacho económico com coordenação hidrotérmica, interactivamente, sendo que, de cada vez que se clica no botão, o programa realiza uma iteração. Do lado esquerdo do formulário são apresentados os valores de: balanço de potência, carga, perdas, potência produzida de origem hídrica, potência produzida de origem térmica, potência produzida total e o custo do sistema. Ao clicar no botão “Ver Gráficos” o programa apresenta os gráficos do balanço de potência e da produção individual de cada central produtora, Figura 4.4. O botão “Guardar Resultados” possibilita ao utilizador guardar uma grande variedade de resultados, como por exemplo: Os inputs e outputs do programa, valores de carga, perdas, produção, custos da água, produção individual de cada central em cada simulação, etc.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

UserForm1

Input's do Programa | **Calculo do Despacho** | Visualizar Todos os Dados | Diagrama de Cargas | Variação do valor da água | Valores de Input e Output

Balanco de Potência
0,000004

Carga [MW]
1800

Perdas [MW]
38,12444398

Potência Hídrica [MW]
873,1230409

Potência Térmica [MW]
965,0014069

Potência Total [MW]
1838,124448

Custo [euro/h]
47.009,996 €

Calcular Despacho

Ver Gráficos

<< Página Anterior | Página Seguinte >> | Guardar Resultados | Sair

INSTRUÇÕES.

Calcular Despacho - ao pressionar este botão será determinado automaticamente o despacho económico. Guardar Resultados - ao pressionar este botão serão guardados numa tabela os valores do despacho económico realizado para o valor da carga definido pelo utilizador. Ver Gráficos - o programa demonstra o gráfico de balanço de potência e o da produção de cada central.

FUNIONAMENTO DO PROGRAMA

Após serem inseridos os valores iniciais do programa, ao pressionar o botão "Calcular Despacho" o Programa determina os valores de :Perdas, Potência de origem Hídrica e Térmica, Potência total a ser produzida, e o custo do sistema. Ao pressionar o botão "Ver Gráficos" o programa demonstra 2 gráficos. O de cima, é o gráfico do balanço de potência activa. O de baixo é o gráfico das potências a serem produzidas por cada central.

Figura 4.3 - Segunda página do programa - Cálculo do Despacho.

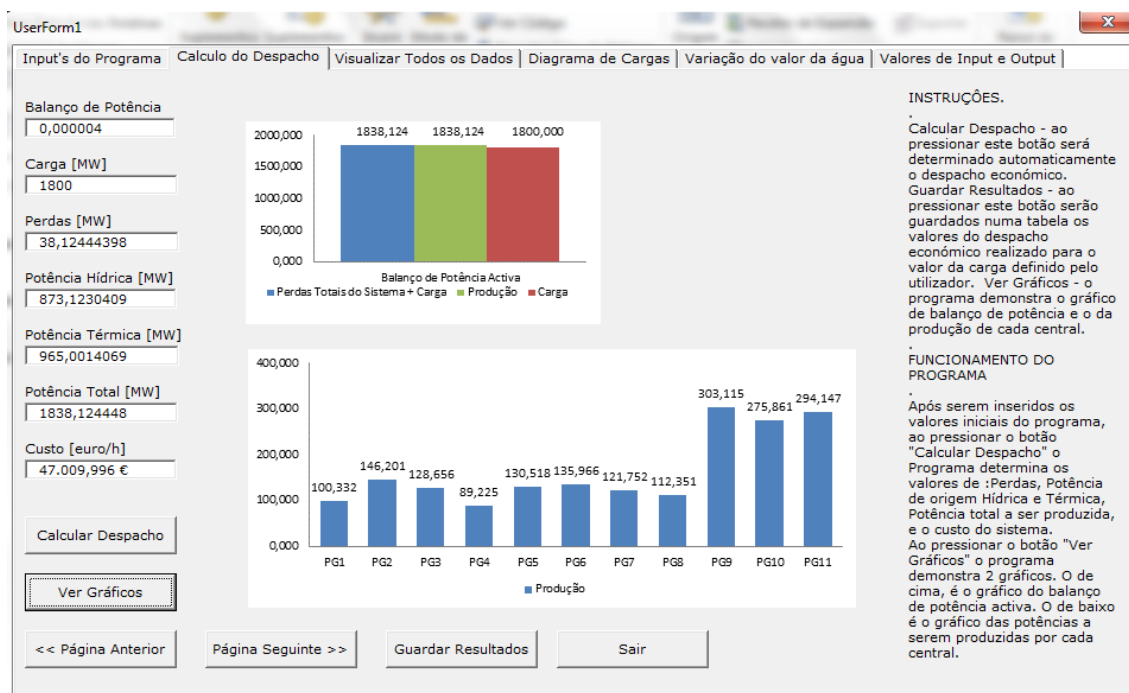


Figura 4.4 - Segunda página do formulário - Cálculo do Despacho - gráficos.

Voltando ao momento em que são introduzidos os Inputs, o programa começa por determinar os custos-sombra de água iniciais. Esse cálculo é realizado na folha "Cálculos" na seguinte tabela:

Tabela 4.1 - Tabela com os valores dos custos-sombra de água

x	F(x)	q [m ³]
0,178243841	500,0684516	500
0,202258718	500,0565647	500
0,201161787	500,0507531	500

Onde:

q; representa os caudais dos afluentes.

F(x); é a equação (4.2), para o cálculo dos custos-sombra de água.

X; é o valor dos custos-sombra de água (v_i).

Através das Equação 3.54, e Equação 3.57, é possível determinar o valor dos custos-sombra de água, para o valor inicial de λ , resolvendo a equação em ordem a v_i .

Substituindo $\left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}\right)$ e $\frac{dq_i}{dP_{Gi}}$ na Função 3.57, temos:

$$v_i(\beta + 2\gamma P_{Gi}) - \lambda + \lambda \left(2B_{ii}P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij}P_{Gi} + B_{i0} \right) = 0$$

$$\Leftrightarrow \frac{v_i(\beta + 2\gamma P_{Gi}) - \lambda + \lambda \left(2B_{ii}P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij}P_{Gi} + B_{i0} \right)}{1 * (\lambda)} = 0$$

$$\Leftrightarrow \frac{v_i(\beta + 2\gamma P_{Gi})}{\lambda} - 1 + 2B_{ii}P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij}P_{Gi} + B_{i0} = 0$$

$$\Leftrightarrow \frac{v_i(2\gamma P_{Gi})}{\lambda} + \frac{v_i\beta}{\lambda} + 2B_{ii}P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij}P_{Gi} = (1 - B_{i0})$$

$$\Leftrightarrow \left(\frac{v_i(2\gamma P_{Gi})}{\lambda} + 2B_{ii} \right) P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij}P_{Gi} = (1 - B_{i0}) - \frac{v_i\beta}{\lambda} \quad (4.1)$$

Resolvendo a função anterior em ordem a P_{Gi} , e substituindo na Função 3.54, obtemos:

$$\alpha_i + \beta_i \left[\frac{(1 - B_{i0}) - \frac{v_i \beta_i}{\lambda}}{\left(\frac{v_i 2\gamma_i}{\lambda} + 2B_{ii}\right) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} 2B_{ij}} \right] + \gamma_i \left[\frac{(1 - B_{i0}) - \frac{v_i \beta_i}{\lambda}}{\left(\frac{v_i 2\gamma_i}{\lambda} + 2B_{ii}\right) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} 2B_{ij}} \right]^2 = v \quad (4.2)$$

Recorrendo ao solver do *Excel*, é possível obter a partir da Equação 4.2 o v_i . A Figura 4.5 ilustra a utilização do solver.

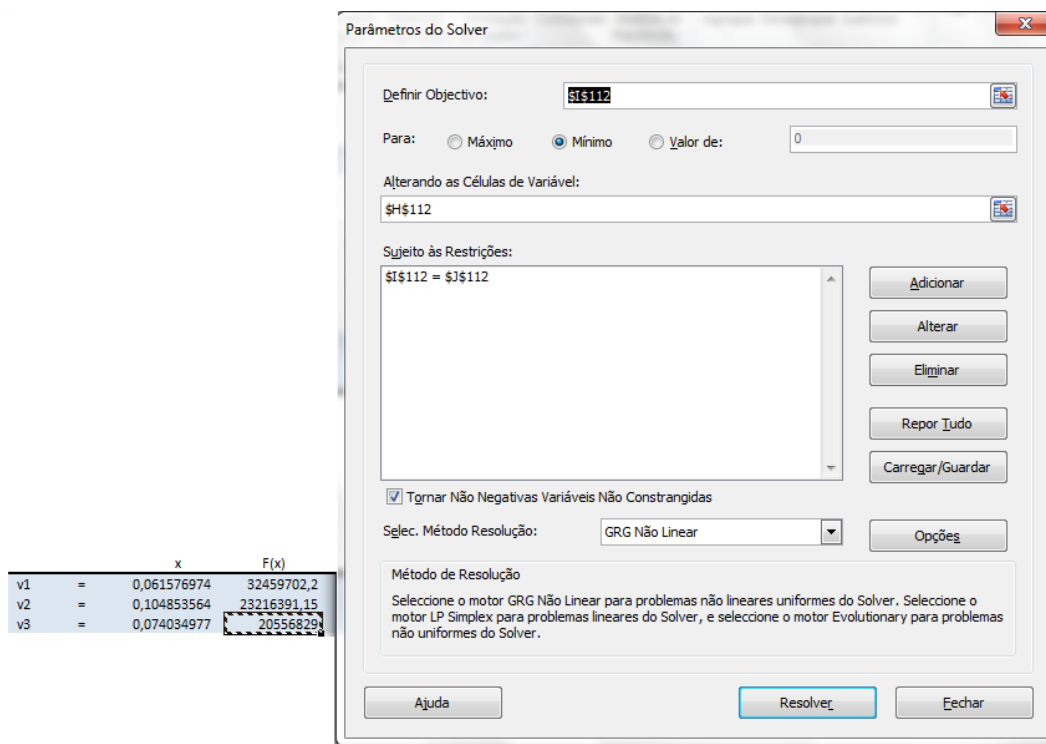


Figura 4.5 – Utilização do solver do Excel para o cálculo dos custos-sombra de água.

Definindo a função objectivo Função 4.2, a variável a alterar (v_i), e a restrição Função 4.2 igual ao valor do caudal (v), é possível determinar através do solver do *Excel* o valor da variável v_i . Aquando da execução do programa este cálculo é executado automaticamente através da macro “SolverMacro”, Anexo A.2.

PASSO 3: Calculado o valor do custo sombra-de água é possível determinar os valores de PGI para as centrais térmicas Função 4.3 e hídricas Função 4.4

$$\left(\frac{c_i}{\lambda} + 2B_{ii}\right) P_{gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij} P_{gj} = (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \quad (4.3)$$

$$\left(\frac{v_i \gamma_i}{\lambda} + 2B_{ii}\right) P_{gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij} P_{gj} = (1 - B_{i0}) - \frac{v_i b_1}{\lambda} \quad (4.4)$$

Utilizando o cálculo matricial e as funções a cima apresentadas, é possível determinar os vários valores de P_{gi} para as m centrais hídricas e as p centrais térmicas.

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{c_1}{\lambda} + 2B_{11}\right) & 2B_{12} & \dots & 2B_{1p} \\ 2B_{21} & \left(\frac{c_2}{\lambda} + 2B_{22}\right) & \dots & 2B_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 2B_{p1} & 2B_{p2} & \dots & \left(\frac{c_p}{\lambda} + 2B_{pp}\right) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \\ (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \\ \vdots \\ (1 - B_{i0}) - \frac{b_1}{\lambda} \end{bmatrix}$$

PASSO 4: Para determinar as perdas totais no transporte da energia eléctrica recorre-se a Função 3.45, na sua forma matricial.

$$P_L = B_{00} + [B_0]^T [P_G] + [P_G]^T [B] [P_G]$$

As perdas incrementais dos geradores térmicos são calculadas através da Função 3.46.

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = B_{i0} P_{Gi} + 2 \sum_{i=1}^m P_{Gi} B_{ij}$$

PASSO 5: Após a definição do valor da carga, do cálculo das potências geradas pelas centrais térmicas e hídricas, do cálculo das perdas totais do sistema de transporte de energia eléctrica e das perdas incrementais dos geradores, é necessário verificar o balanço de potência. O balanço de potência é verificado através da Função 3.10.

$$\left| \sum_{i=1}^p P_{Gi}(t) - P_C(t) - P_L(t) \right| = 0$$

PASSO 6: Se a Função 3.10 for igual a zero, então o programa passa para o passo seguinte, caso não o seja é então gerado um novo valor de λ . O programa volta ao passo 2, e torna a calcular tudo novamente até ao passo 5, onde é verificado novamente o balanço de potência, estes processos repetem-se sempre até que o balanço de potência se verifique. Este passo é

realizado através da opção “Dados-Análises de Hipóteses-Atingir Objectivo”, Figura 4.6. Vasta definir qual a célula com o valor do balanço de potência, o valor a atingir igual a zero, por alteração da célula com o valor do λ . Todo este processo é realizado automaticamente através da macro “ArbitrarnovoLagrangiano”, Anexo A.2.

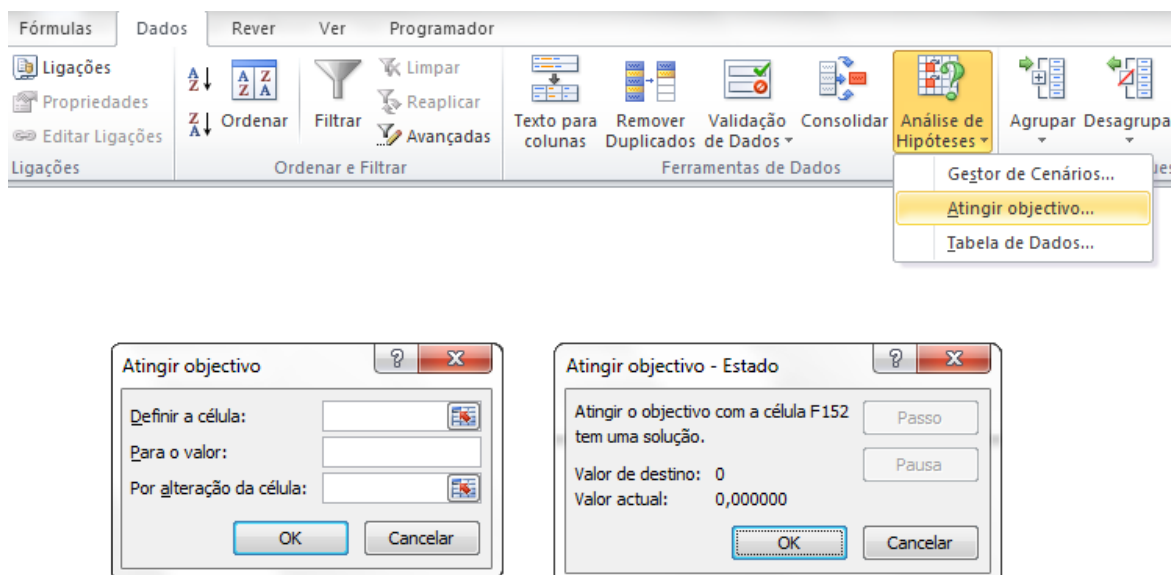


Figura 4.6 – Opção no Excel para variar o valor de λ .

Esta ferramenta também possibilita definir qual o número máximo de iterações que o mesmo executa, até atingir o objectivo definido e qual a margem de erro máxima admitida. Tal é possível através da opção “Ficheiro-Opções-Formulas-Opções de cálculo”, Figura 4.7. Por vezes o valor obtido com a função “Atingir objectivo” não é exactamente igual ao objectivo proposto. Esta situação pode ocorrer porque o *Microsoft Excel* 2010 termina o processo interactivo de cálculo quando atinge um valor cujo erro é menor que a margem de erro mínima especificada nas opções.

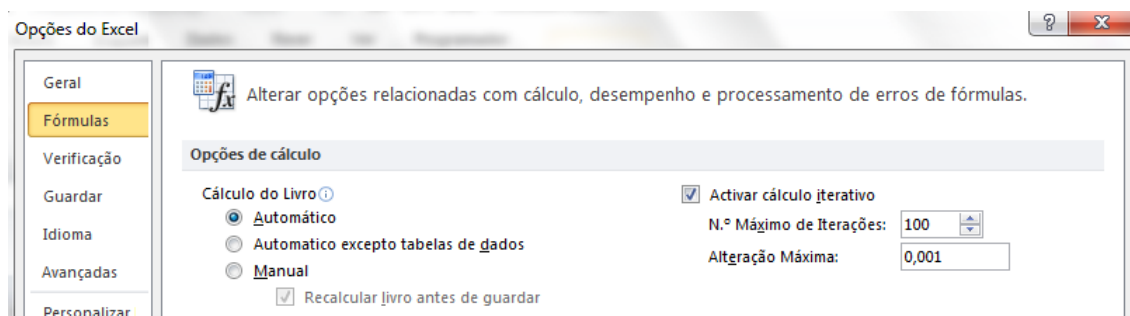


Figura 4.7 - Número de iterações e margem de erro definidas para a opção Atingir Objectivo.

PASSO 7: Atingido o balanço de potência, os custos marginais e os factores de penalização são então calculados através das Funções 3.31 e 3.17.

$$C_i^{mar} = b_i + 2c_i P_{Gi}$$

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}}$$

PASSO 8: Após o cálculo do despacho económico com a coordenação hidrotérmica, o programa possibilita a visualização de vários outputs. Como já anteriormente foi referido na segunda página do formulário “Calcular Despacho”, é possível visualizar vários valores dos outputs e os gráficos do balanço de potência e da produção individual de cada central produtora, Figura 4.4. Para além destes valores, é possível visualizar na página 3 do formulário “Visualizar todos os dados” outros dados, tais como: perdas incrementais dos geradores, custos marginais, factores de penalização, custos-sombra de água, etc, Figura 4.8. O código em VB que possibilita visualizar a tabela no formulário pode ser consultado no Anexo A.1.

Centrais	Carga [MW]	Perdas Totais do Sistema	Perdas Totais c Sistema + Car	Produção [MW]	Balanço de Potência [MW]	Perdas Inc. dos geradores	Factores de penalização	Custos Marginais
PG1	4000,000	228,194	4228,194	280,738	-0,00003404	0,235	1,307	12,904
PG2				373,116		0,188	1,232	13,695
PG3				450,504		0,019	1,020	16,539
PG4				271,858		0,235	1,307	12,904
PG5				363,327		0,188	1,232	13,695
PG6				461,557		0,019	1,020	16,539
PG7				297,863		0,235	1,307	12,904
PG8				323,249		0,188	1,232	13,695
PG9				373,221		0,019	1,020	
PG10				551,518		0,027	1,028	
PG11				481,239		0,037	1,038	
Total				4228,190				

Figura 4.8 – Terceira página do formulário – Visualizar todos os dados.

A quarta página do formulário “Diagrama de Cargas” possibilita ao utilizador simular/visualizar um diagrama de cargas para um determinado dia (24h), Figura 4.9. O despacho económico que o programa calcula é em função de uma determinada carga, que

representa a carga total do sistema, e que se refere a um determinado intervalo de tempo, neste caso 1h. Para obter um diagrama de cargas de um dia (24h) o utilizador tem de realizar 24 simulações, inserindo em cada simulação o valor da carga referente a essa mesma hora. De cada vez que é executada uma simulação o utilizador tem de guardar os valores dessa simulação, para que o programa possa ter acesso a esses valores aquando a construção do diagrama de cargas. O código em VB que possibilita a visualização do gráfico no formulário pode ser consultado no Anexo A.1.

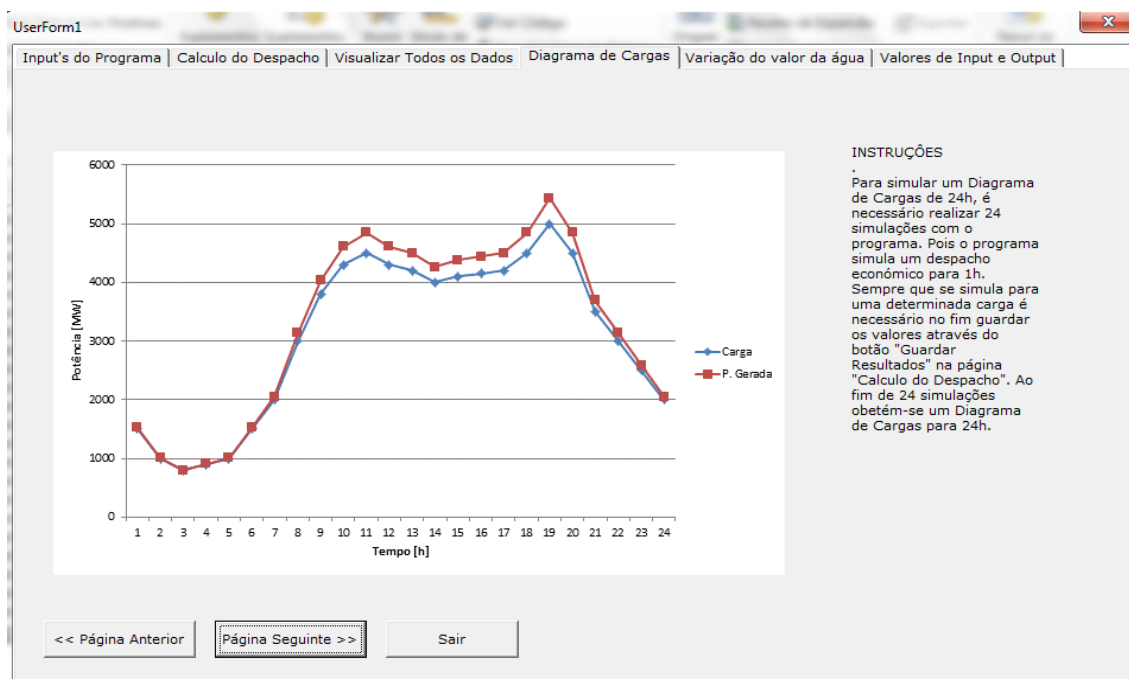


Figura 4.9 – Quarta página do formulário – Diagrama de cargas.

A quinta página do formulário “Variação do valor da água” possibilita ao utilizador visualizar através de um gráfico a relação entre o valor da água nos reservatórios das centrais hídricas, e a potência produzida pelas mesmas, Figura 4.10. Tal como no caso do diagrama de cargas para visualizar a relação existente entre o valor da água e a produção das centrais hídricas, é necessário executar várias simulações. O número de simulações depende, do número de amostras que o utilizador pretenda obter. O código em VB que possibilita a visualização dos gráficos no formulário pode ser consultado no Anexo A.1.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

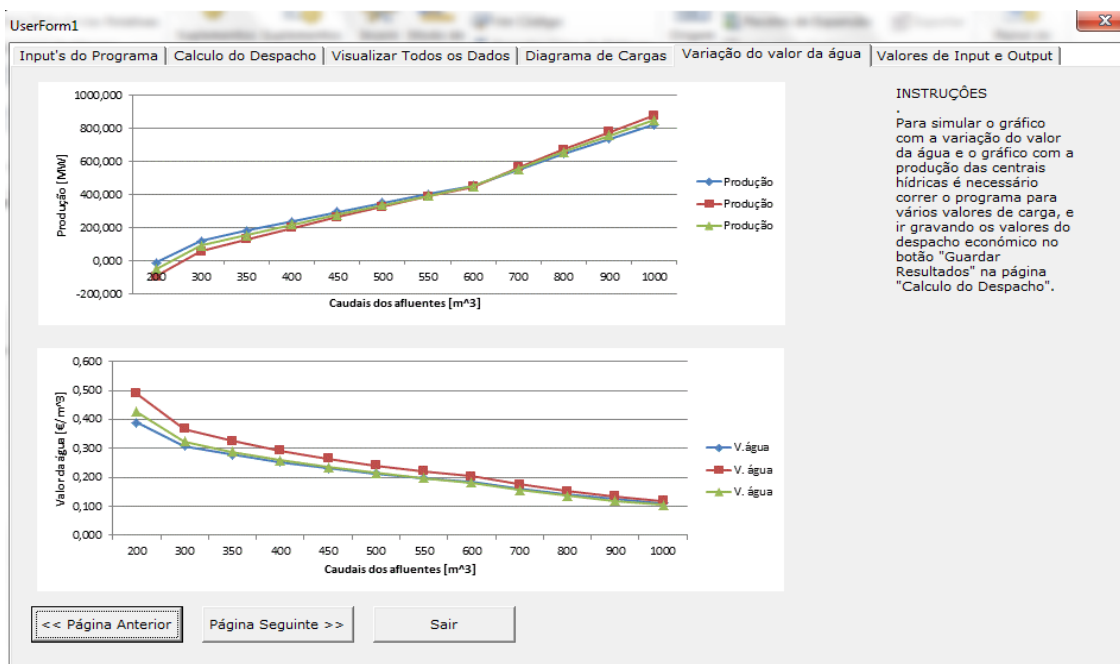


Figura 4.10 - Quinta página do formulário – Variação do valor da água.-

Por ultimo, na sexta página do formulário “Valores de Input e Output” podemos visualizar uma tabela com todos os Inputs e Outputs que foram geridos pelo programa a cada simulação levada a cabo pelo utilizador, Figura 4.11. O código em VB que possibilita a amostragem dos dados da tabela no formulário pode ser consultado no Anexo A.1.

Carga	Factor de Potên	Sbase	λ - Inicial	Perdas do siste	Σ Potências	Balanço de Pot.	λ - Final	Custo total
[MW]	[cos φ]	[MW]	[€ / MWh]	[MW]	[MW]		[€ / MWh]	[€ / h]
1800	0,93	100	12	38,12	1838,12	0,000	11,03	47.010,00 €
1400	0,93	100	3	18,52	1418,52	0,000	9,90	40.951,23 €
1200	0,93	100	3	11,19	1211,19	0,000	9,36	38.117,00 €
1300	0,93	100	30	14,65	1314,65	0,000	9,63	39.518,17 €
1400	0,93	100	22	18,52	1418,52	0,000	9,90	40.951,21 €
1800	0,93	100	7	38,12	1838,12	0,000	11,03	47.010,00 €
2000	0,93	100	27,00	50,41	2050,41	0,000	11,61	50.241,02 €
3000	0,93	100	1,00	136,80	3136,80	0,000	14,75	68.548,89 €
3600	0,93	100	21,00	235,75	4035,75	0,000	17,56	85.997,41 €
4300	0,93	100	40,00	310,81	4610,81	0,000	19,46	98.288,62 €
4500	0,93	100	33,00	343,60	4843,60	0,000	20,25	103.521,55 €
4300	0,93	100	17,00	310,81	4610,81	0,000	19,46	98.288,64 €
4200	0,93	100	22	295,00	4495,00	0,000	19,07	95.741,02 €
4000	0,93	100	11,00	264,57	4264,57	0,000	18,31	90.780,91 €
4100	0,93	100	10,00	279,59	4379,59	0,000	18,69	93.238,61 €
4150	0,93	100	100,00	287,24	4437,24	0,000	18,88	94.484,18 €
4200	0,93	100	45,00	295,00	4495,00	0,000	19,07	95.741,01 €
4500	0,93	100	56,00	343,60	4843,60	0,000	20,25	103.521,56 €
5000	0,93	100	33,00	432,34	5432,34	0,000	22,32	117.432,29 €
4500	0,93	100	77,00	343,60	4843,60	0,000	20,25	103.521,56 €
3500	0,93	100	6,00	195,57	3695,57	0,000	16,48	79.144,46 €
3000	0,93	100	34,00	136,80	3136,80	0,000	14,75	68.548,91 €
2500	0,93	100	4,00	88,40	2588,40	0,001	13,14	58.933,66 €

Figura 4.11 - Sexta página do formulário – Valores de Input e Output.

4.3 Rede de 24 Barramentos do IEEE

Este capítulo tem como objectivo realizar uma análise ao sistema eléctrico de energia de 24 barramentos do IEEE, considerando apenas como centrais produtoras as centrais hídricas e térmicas. Será considerado que os coeficientes B se mantêm constantes com a variação da potência gerada, que a tensão nos barramentos e os factores de potência dos geradores não se alteram, uma vez que não existe variação da repartição da carga total do sistema pelos geradores em serviço. Ou seja, quando a carga total do sistema passa de 3000MW para 4000MW, os 1000MW de diferença são distribuídos igualmente pelo número de cargas existente. Em casos reais, são utilizados pelo operador do sistema vários conjuntos de coeficientes B, dependendo da disposição da carga do sistema.

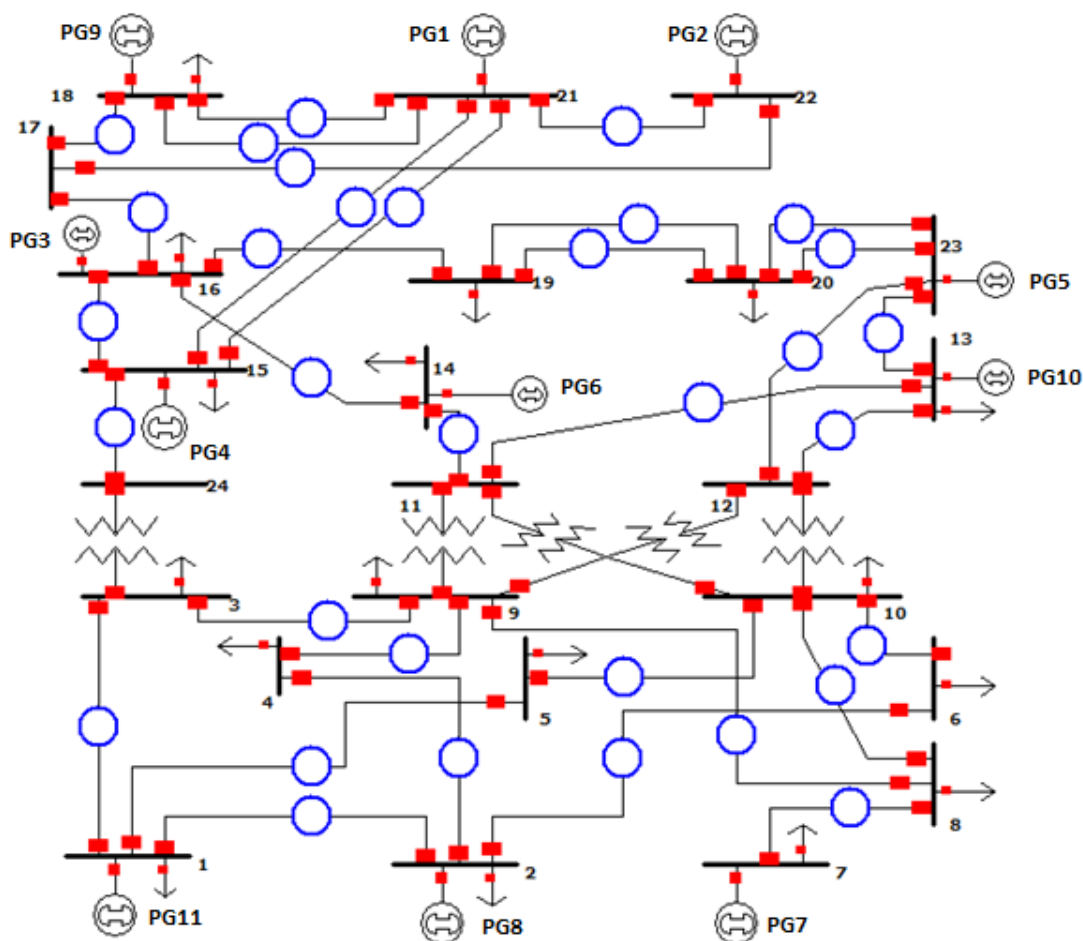


Figura 4.12 - Rede com 24 barramentos, em PowerWorld Simulator 8.0.

4.3.1 Variação dos parâmetros técnicos dos grupos geradores.

Para este primeiro caso de estudo será considerada uma carga de 3000MW, o valor inicial de λ será de 3, e os valores da Tabela 4.2 serão usados para caracterizar os parâmetros técnicos dos grupos geradores.

Tabela 4.2 – Tabela com os parâmetros técnicos dos grupos geradores

Grupos	Parâmetros Técnicos			Tipo de Central	Caudal a Turbinar [m ³]
	a [p.u.]	b [p.u.]	c [p.u.]		
PG1	24	8,3	0,82	Térmica	
PG2	21	7,8	0,79	Térmica	
PG3	24	8,7	0,87	Térmica	
PG4	25	8,5	0,81	Térmica	
PG5	26	8,1	0,77	Térmica	
PG6	25	8,6	0,86	Térmica	
PG7	20	7,9	0,84	Térmica	
PG8	27	8,2	0,85	Térmica	
PG9	400	80	7,6	Hídrica	500
PG10	450	75	7,2	Hídrica	500
PG11	420	70	7,8	Hídrica	500

Carregando em “Inserir Dados” e em seguida em “Calcular Despacho” no formulário, obtém-se o seguinte balanço de potência inicial:

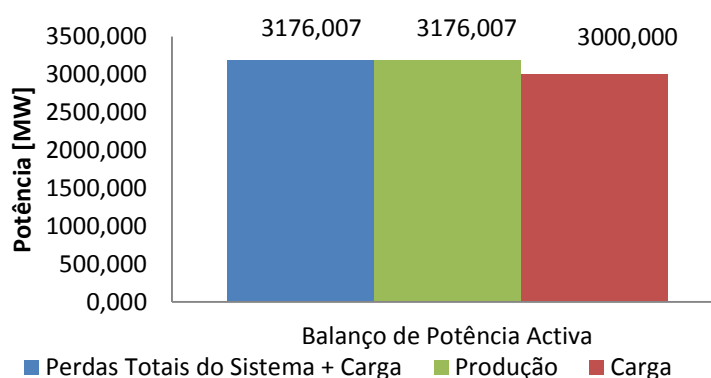


Figura 4.13 - Gráfico com o balanço de potência activa.

Como é possível verificar através da análise do Figura 4.13, após o programa ter arbitrado novos valores de λ verifica-se o balanço entre a potência produzida pelas centrais térmicas e hídricas e as perdas totais do sistema mais a carga. Através da Figura 4.14 é possível verificar a produção de cada central térmica e hídrica.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

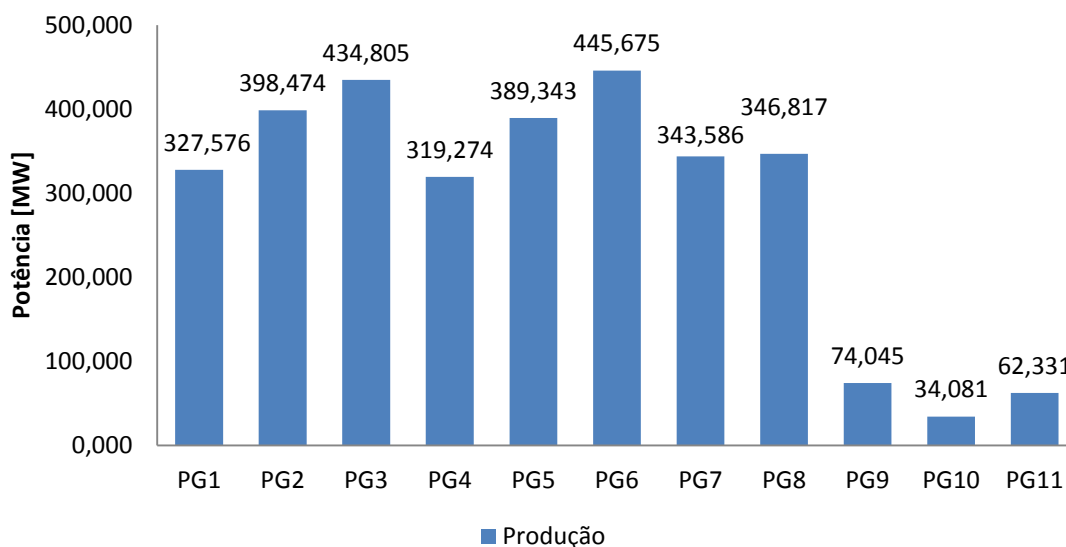


Figura 4.14 - Gráfico com a produção de cada grupo gerador.

Se repararmos na Figura 4.14, as centrais hídricas são as que menos contribuem para a produção total de energia eléctrica do sistema. Uma vez que estas centrais não apresentam custos com o combustível, pois produzem energia eléctrica através da energia potencial ou cinética da água, e que os valores da água para a 3 centrais hídricas se encontram relativamente baixos (Tabela 4.3), seria de esperar que estas centrais apresentassem valores de produção mais elevados.

Tabela 4.3 - Tabela com os valores da água.

x	F(x)	q [m ³]
0,178243841	500,0684516	500
0,202258718	500,0565647	500
0,201161787	500,0507531	500

Se repararmos na Tabela 4.2 os parâmetros técnicos das centrais hídricas estão um pouco elevados, em comparação com os parâmetros técnicos das térmicas, o que leva a que o custo de produção das centrais hídricas seja superior ao das centrais térmicas, logo o programa esteja a produzir mais energia eléctrica nas centrais térmicas do que nas hídricas.

Reduzindo os parâmetros técnicos das centrais hídricas, para os valores abaixo apresentados na Tabela 4.4, e inserindo os mesmos inputs.

Tabela 4.4 - Tabela com as alterações aos parâmetros técnicos das centrais hídricas.

Grupos	Parâmetros Técnicos			Tipo de Central	Caudal a Turbinar [m ³]
	a [p.u.]	b [p.u.]	c [p.u.]		
PG1	24	8,3	0,82	Térmica	
PG2	21	7,8	0,79	Térmica	
PG3	24	8,7	0,87	Térmica	
PG4	25	8,5	0,81	Térmica	
PG5	26	8,1	0,77	Térmica	
PG6	25	8,6	0,86	Térmica	
PG7	20	7,9	0,84	Térmica	
PG8	27	8,2	0,85	Térmica	
PG9	200	50	3,6	Hídrica	500
PG10	250	45	3,2	Hídrica	500
PG11	220	48	3,8	Hídrica	500

Obteve-se os seguintes valores de produção das centrais térmicas e hídricas, apresentadas na Figura 4.15.

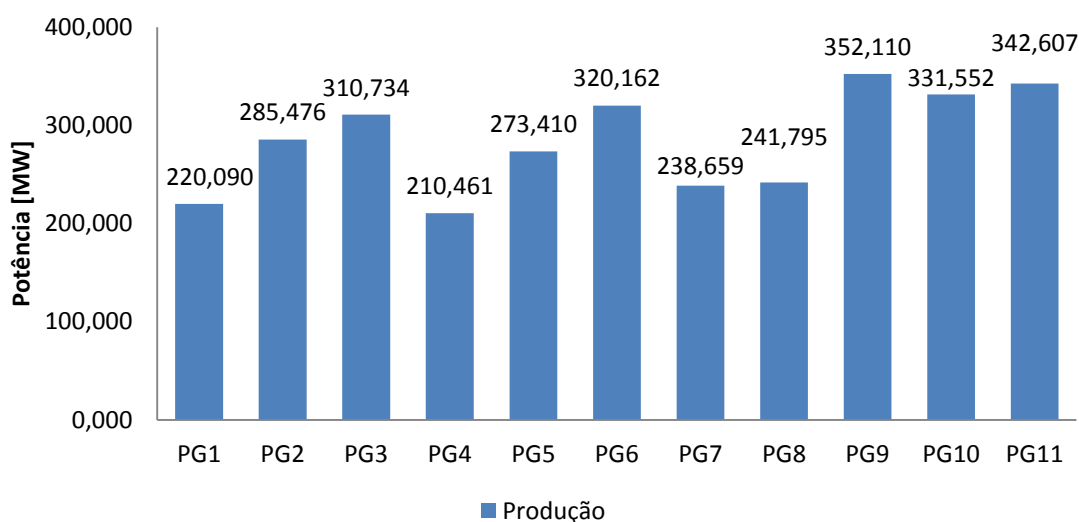


Figura 4.15 - Gráfico com os valores de produção das centrais hídricas depois de alterar os valores dos parâmetros técnicos.

4.3.2 Variação dos valores dos caudais dos afluentes.

Para o segundo caso de estudo, serão usados os valores da Tabela 4.4 para caracterizar os grupos geradores, o valor da carga será de 3600 MW, e o valor inicial de λ será de 10.

Calculando o despacho económico, obtém-se os valores da Tabela 4.5 para as centrais hídricas.

Tabela 4.5 - Tabela com os outputs das centrais hídricas.

Centrais	Produção [MW]	Caudal a Turbinar [m ³]	Custos-Sombra de Água
PG9	349,056	500	0,214
PG10	327,231	500	0,242
PG11	336,938	500	0,215

Alterando os valores dos caudais das centrais hídricas para os valores da Tabela 4.6, mantendo os valores das centrais térmicas iguais, e mantendo os valores de input.

Tabela 4.6 - Tabela com os novos valores dos caudais.

Grupos	Parâmetros Técnicos c [p.u.]	b [p.u.]	a [p.u.]	Tipo de Central	Caudal a Turbinar [m ³]
PG9	200	50	3,6	Hídrica	300
PG10	250	45	3,2	Hídrica	300
PG11	220	48	3,8	Hídrica	300

Calculando um novo despacho económico, obtemos os valores de produção por central da Figura 4.16.

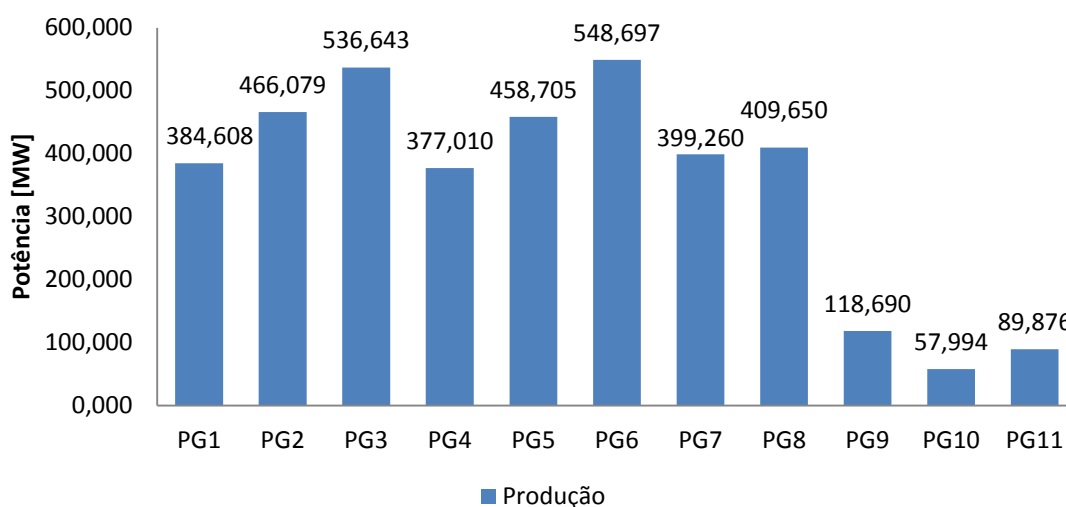


Figura 4.16 - Gráfico com a produção das centrais térmicas e hídricas após diminuir os caudais.

Como é possível verificar através da análise da Figura 4.16 os valores de produção das centrais Hídricas desceu, pois a quantidade de água a turbinar também desceu. Para responder ao balanço de potência, mantendo o sistema electroprodutor o mais económico possível, o programa aumentou a produção das centrais térmicas.

Com a diminuição dos caudais os custo-sombra de água subiram para os valores da Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Tabela com os novos valores de output das centrais hídricas.

Centrais	Produção [MW]	Caudal a Turbinar [m ³]	Custos-Sombra de Água
PG9	118,690	300	0,308
PG10	57,994	300	0,368
PG11	89,876	300	0,324

Como os afluentes são menores os custos-sombra de água são maiores, tal deve-se ao facto de que quanto menor forem as quantidades de água a turbinar maior serão os custos-sombra de água, pois ao turbinar caudais pequenos o risco de essa água voltar a ser necessária nas albufeiras num futuro não muito distante é maior.

Através da realização de várias simulações, mantendo os valores de input e parâmetros técnicos iguais e variando apenas os valores dos caudais, é possível verificar a variação dos valores dos custos-sombra de água e os valores de produção de cada central hídrica.

Tabela 4.8 - Tabela com os valores de produção e custos-sombra de água, para os diferentes caudais.

Caudal a turbinar por central [m ³]	PG9		PG10		PG11	
	V. água [€/m ³]	Produção [MW]	V. água [€/m ³]	Produção [MW]	V. água [€/m ³]	Produção [MW]
200	0,390	-11,813	0,490	-96,906	0,426	-50,659
300	0,308	118,690	0,368	57,995	0,323	89,876
350	0,278	179,568	0,326	129,511	0,288	155,186
400	0,254	238,066	0,293	197,938	0,259	217,898
450	0,232	294,482	0,266	263,726	0,235	278,384
500	0,214	349,056	0,242	327,230	0,215	336,937
550	0,198	401,986	0,222	388,732	0,198	393,795
600	0,184	453,436	0,205	448,459	0,182	449,149
700	0,160	552,437	0,176	563,323	0,157	555,961
800	0,141	646,950	0,153	673,008	0,137	658,382
900	0,125	737,651	0,135	778,380	0,120	757,150
1000	0,111	825,059	0,119	880,096	0,106	852,827

Como é possível verificar através da análise da Tabela 4.8 quando os caudais são muito reduzidos (200 m³) os custos-sombra de água são elevados ($\pm 0,5$ para a central PG10), nesta situação não seria lucrativo produzir energia através das centrais hídricas, daí os valores negativos de produção. Ficando assim ao encargo das centrais térmicas a produção de energia

eléctrica suficiente para responder a procura da mesma e as perdas existentes no sistema. Tal deve-se ao facto dos custos marginais das centrais térmicas nestas condições serem inferiores aos custos-sombra de água das centrais hídricas. Conforme os caudais vão aumentando vamos assistindo ao diminuir dos custos-sombra de água, Figura 4.17. Aumentando também a produção de energia eléctrica por parte das centrais hídricas, e diminuindo a produção de energia eléctrica por parte das centrais térmicas.

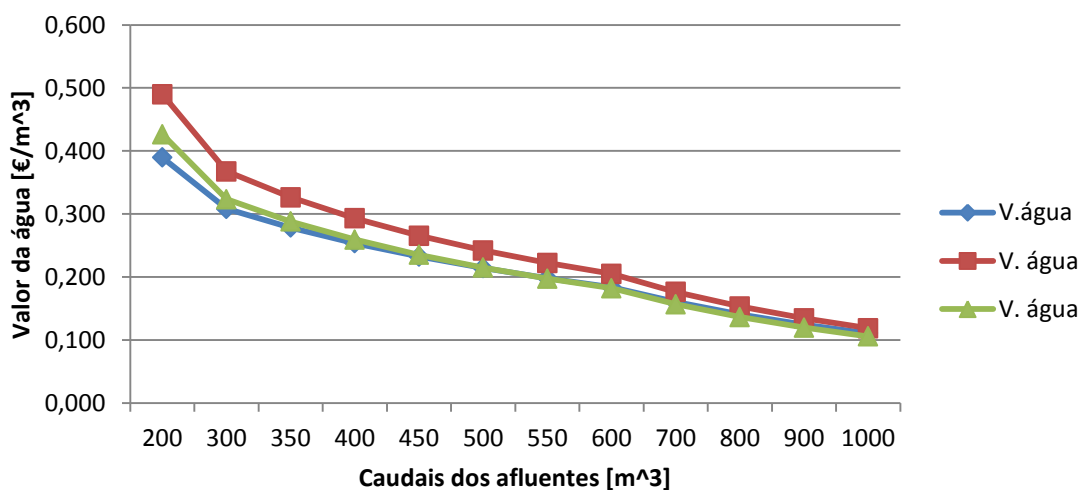


Figura 4.17 - Gráfico com os valores de custo-sombra de água para os diferentes valores dos caudais.

Todas as centrais hídricas possuem caudais mínimos, e caudais máximos nos quais as mesmas são capazes de produzir energia eléctrica. Com o progressivo aumento dos caudais os custos-sombra de água diminuem até que as centrais atinjam os respectivos limites de produção, Figura 4.18. Quando tal acontece as mesmas, são obrigadas a abrir as comportas, libertando a água retida nas albufeiras, não podendo assim produzir energia eléctrica.

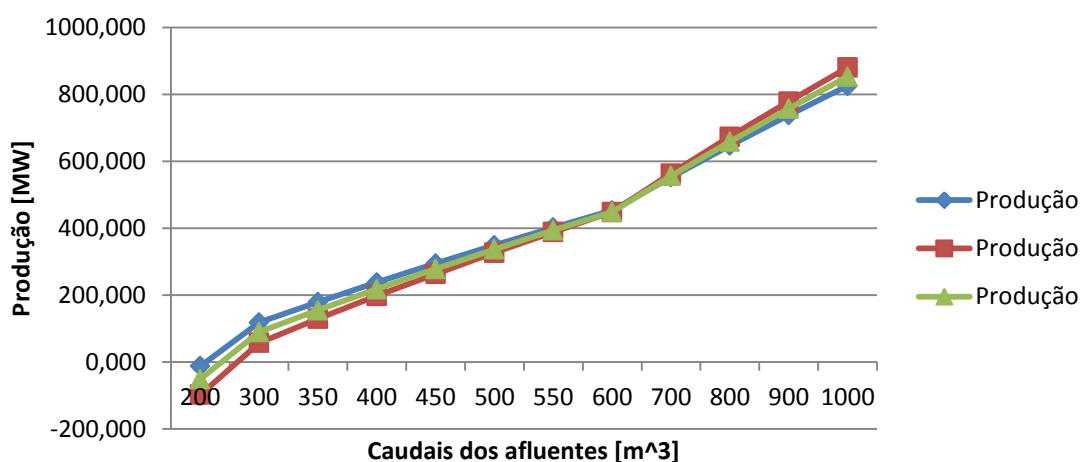


Figura 4.18 - Gráfico com as produções das centrais térmicas para os vários valores dos caudais.

4.3.3 Variação dos valores de input.

Neste ultimo caso de estudo, serão utilizados nos grupos geradores os parâmetros técnicos, da Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Tabela com os parâmetros técnicos, aquando da simulação com vários valores de Input.

Grupos	Parâmetros Técnicos			Tipo de Central	Caudal a Turbinar [m ³]
	a [p.u.]	b [p.u.]	c [p.u.]		
PG1	24	8,3	0,82	Térmica	
PG2	21	7,8	0,79	Térmica	
PG3	24	8,7	0,87	Térmica	
PG4	25	8,5	0,81	Térmica	
PG5	26	8,1	0,77	Térmica	
PG6	25	8,6	0,86	Térmica	
PG7	20	7,9	0,84	Térmica	
PG8	27	8,2	0,85	Térmica	
PG9	200	50	3,6	Hídrica	450
PG10	250	45	3,2	Hídrica	450
PG11	220	48	3,8	Hídrica	450

Tabela 4.10 - Tabela com os inputs e outputs do programa, aquando da simulação com vários valores de Input.

Carga [MW]	λ - Inicial [€/ MWh]	P. Sistema [MW]	Σ Potências [MW]	B. Potência	λ - Final [€/ MWh]	Custo total [€/ h]
1800	12	38,12	1838,12	0,000	11,03	47.010,00 €
1400	3	18,52	1418,52	0,000	9,90	40.951,23 €
1200	3	11,19	1211,19	0,000	9,36	38.117,00 €
1300	30	14,65	1314,65	0,000	9,63	39.518,17 €
1400	22	18,52	1418,52	0,000	9,90	40.951,21 €
1800	7	38,12	1838,12	0,000	11,03	47.010,00 €
2000	27,00	50,41	2050,41	0,000	11,61	50.241,02 €
3000	1,00	136,80	3136,80	0,000	14,75	68.548,89 €
3800	21,00	235,75	4035,75	0,000	17,56	85.997,41 €
4300	40,00	310,81	4610,81	0,000	19,46	98.288,62 €
4500	33,00	343,60	4843,60	0,000	20,25	103.521,55 €
4300	17,00	310,81	4610,81	0,000	19,46	98.288,64 €
4200	22	295,00	4495,00	0,000	19,07	95.741,02 €
4000	11,00	264,57	4264,57	0,000	18,31	90.780,91 €
4100	10,00	279,59	4379,59	0,000	18,69	93.238,61 €
4150	100,00	287,24	4437,24	0,000	18,88	94.484,18 €
4200	45,00	295,00	4495,00	0,000	19,07	95.741,01 €
4500	56,00	343,60	4843,60	0,000	20,25	103.521,56 €
5000	33,00	432,34	5432,34	0,000	22,32	117.432,29 €
4500	77,00	343,60	4843,60	0,000	20,25	103.521,56 €
3500	6,00	195,57	3695,57	0,000	16,48	79.144,46 €

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

3000	34,00	136,80	3136,80	0,000	14,75	68.548,91 €
2500	4,00	88,40	2588,40	0,001	13,14	58.933,66 €
2000	32,00	50,41	2050,41	0,000	11,61	50.241,03 €

De seguida serão inseridos os valores de input que se encontram na Tabela 4.10. Sempre que são inseridos novos valores de input, os valores actuais de input e output são gravados numa folha no programa elaborado no *Microsoft Excel 2010*, dando assim origem aos valores de output da Tabela 4.10. São também guardados os valores de produção das centrais térmicas e hídricas dependendo do valor da carga, Tabela 4.11. Estes valores encontram-se todos em MW.

Tabela 4.11 - Tabela com os valores de produção por central, para os diferentes valores de carga.

Carga	PG1	PG2	PG3	PG4	PG5	PG6	PG7	PG8	PG9	PG10	PG11
1800	100,3	146,2	128,7	89,2	130,5	136,0	121,8	112,4	303,1	275,9	294,1
1400	52,6	92,7	65,6	40,9	75,6	72,2	75,2	62,6	305,0	278,5	297,5
1200	28,7	66,1	35,1	16,7	48,4	41,4	51,8	37,9	305,9	279,9	299,2
1300	40,7	79,4	50,3	28,8	62,0	56,7	63,5	50,3	305,5	279,2	298,4
1400	52,6	92,7	65,6	40,9	75,6	72,2	75,2	62,6	305,0	278,5	297,5
1800	100,3	146,2	128,7	89,2	130,5	136,0	121,8	112,4	303,1	275,9	294,1
2000	124,1	173,1	161,3	113,3	158,1	169,0	145,0	137,4	302,2	274,5	292,4
3000	242,5	308,9	336,2	233,1	297,4	345,9	260,5	263,5	297,4	267,8	283,7
3800	335,8	418,5	491,4	327,6	409,9	502,9	351,7	365,4	293,5	262,4	276,6
4300	393,4	487,2	595,9	385,9	480,4	608,7	407,9	429,3	291,1	259,0	272,1
4500	416,2	514,7	639,4	409,0	508,6	652,7	430,1	454,8	290,1	257,6	270,2
4300	393,4	487,2	595,9	385,9	480,4	608,7	407,9	429,3	291,1	259,0	272,1
4200	382,0	473,5	574,5	374,3	466,3	587,0	396,7	416,5	291,6	259,7	273,0
4000	359,0	446,0	532,5	351,0	438,1	544,5	374,2	391,0	292,5	261,0	274,8
4100	370,5	459,7	553,4	362,7	452,2	565,6	385,5	403,7	292,1	260,3	273,9
4150	376,2	466,6	563,9	368,5	459,2	576,3	391,1	410,1	291,8	260,0	273,4
4200	382,0	473,5	574,5	374,3	466,3	587,0	396,7	416,5	291,6	259,7	273,0
4500	416,2	514,7	639,4	409,0	508,6	652,7	430,1	454,8	290,1	257,6	270,2
5000	472,7	583,2	752,7	466,2	578,9	767,2	485,2	518,5	287,7	254,3	265,7
4500	416,2	514,7	639,4	409,0	508,6	652,7	430,1	454,8	290,1	257,6	270,2
3500	301,0	377,3	431,5	292,4	367,6	442,3	317,6	327,2	295,0	264,4	279,3
3000	242,5	308,9	336,2	233,1	297,4	345,9	260,5	263,5	297,4	267,8	283,7
2500	183,5	240,7	246,2	173,4	227,5	254,9	202,9	200,2	299,8	271,2	288,1
2000	124,1	173,1	161,3	113,3	158,1	169,0	145,0	137,4	302,2	274,5	292,4

Através da realização de 24 simulações, com diferentes valores de carga, é possível simular um diagrama de carga de 24h. Em cada hora é definido um valor de carga total, e é calculado através do programa os valores de produção das centrais hídricas e térmicas para essa hora de maneira a satisfazer a procura e as perdas do sistema.

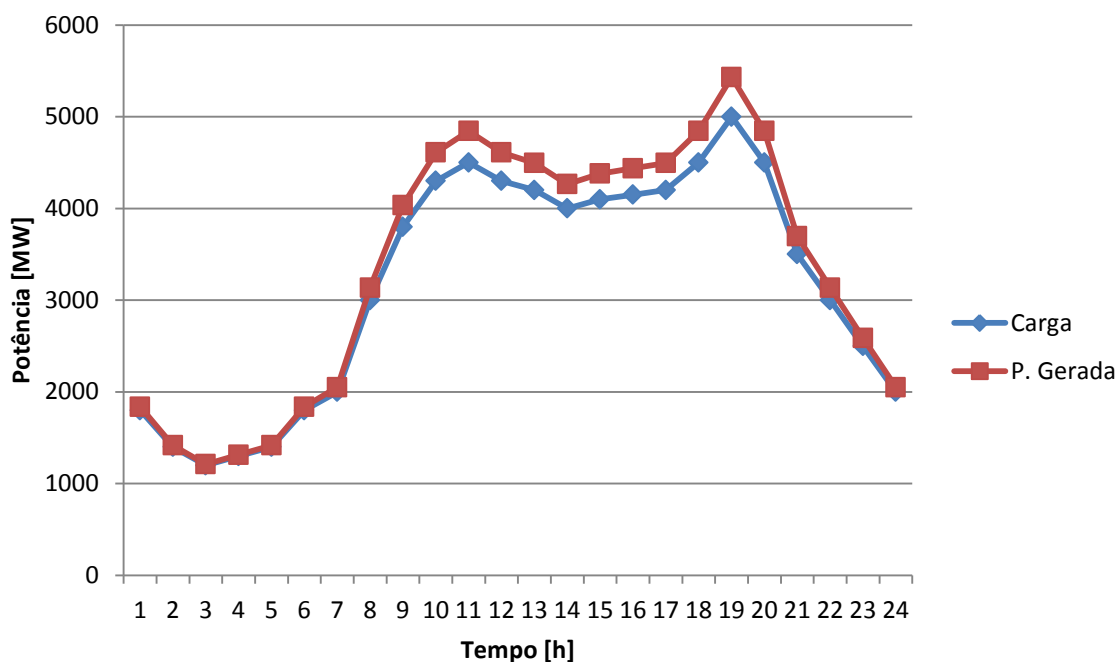


Figura 4.19 - Gráfico com os valores de carga e de produção.

A Figura 4.19 representa um gráfico onde constam os 24 valores de carga e 24 valores de potência gerada (centrais térmicas mais centrais hídricas), para as 24 horas do dia. Como é possível ver através da análise da Figura 4.19, a linha da potência gerada não sobrepõem a linha da carga, tal deve-se ao facto de ser necessário produzir energia eléctrica também para compensar as perdas existentes no sistema. É também possível verificar que quanto maior for o valor da potência gerada maior serão as perdas do sistema, pois o desfasamento entre a linha da carga e a linha da produção é maior entre os 4000 MW e os 5000 MW. Estes factos também estão de acordo com os princípios estudados, como por exemplo o efeito Joule.

4.3.4 Análise dos resultados para o SEE com 24 barramentos

Através dos casos de estudo que foram realizados no sistema eléctricos de energia com 24 barramentos e da análise dos valores provenientes dos mesmos foi possível obter uma melhor análise das capacidades do programa “DE – CHT - 24B” e dos fenómenos existentes nos sistemas eléctricos de energia.

O primeiro caso de estudo consistiu em variar os parâmetros técnicos de produção, possibilitando assim a verificação dos valores de produção quer das centrais térmicas como das centrais hídricas, de acordo com a variação dos parâmetros técnicos de produção. Os

parâmetros técnicos de produção consistem em parâmetros que caracterizam os grupos geradores, parâmetros esses tais como o rendimento e o consumo. Quanto maior forem os parâmetros técnicos de produção maior serão os custos de produção desses mesmos grupos.

As centrais hídricas não possuem custos de combustível, uma vez que produzem energia eléctrica através da energia cinética ou potencial da água, contudo as mesmas têm custos-sombra de água. Os custos-sombra de água referem-se ao valor da água que se encontra armazenado nas albufeiras das centrais hídricas, no valor que essa água tem no presente e no futuro caso a mesma venha a ser usada para produzir energia eléctrica no presente e essa mesma água venha a ser necessária no futuro.

Através da variação dos parâmetros técnicos dos grupos geradores de produção (Tabela 4.2 e 4.4) foi possível verificar que diminuindo o valor dos parâmetros técnicos das centrais hídricas, os valores de produção das mesmas aumentam, diminuindo os valores de produção das centrais térmicas (Figura 4.14 e Figura 4.15), respeitando a condição de balanço de potência. Isso deve-se ao facto de que reduzindo os parâmetros técnicos de produção, reduzimos os custos de produção, logo tratando-se de um despacho económico essas centrais ficam com prioridade na produção de energia eléctrica sobre as centrais com custos de produção mais elevado.

O segundo caso de estudo consistiu em variar os valores dos caudais, analisando posteriormente os valores dos custos-sombra de água e os valores de produção dos grupos geradores. As centrais hídricas estão limitadas quanto a produção de energia pelos caudais dos afluentes. Cada central hídrica possui caudais mínimos e máximos, nos quais os seus grupos geradores trabalham.

Através da variação dos caudais, foi possível analisar que com o aumento dos valores dos caudais, os valores dos custos-sombra de água foram constantemente diminuindo, Figura 4.17. O que permitiu que os valores de produção de energia eléctrica por parte das centrais hídricas aumentassem, Figura 4.18, diminuindo por sua vez a produção as centrais térmicas, pois estas apresentavam custos de produção superiores. Esta tendência mantém-se até ao ponto em que os caudais máximos são atingidos. Atingindo os caudais máximos as centrais hídricas veem-se obrigadas a abrir as comportas das suas albufeiras, deixando fluir livremente as águas.

O terceiro caso de estudo consistiu em variar os valores de Input de carga do programa, analisando posteriormente os valores de Output (valores de produção das centrais térmicas e hídricas e valores das perdas do sistema).

Através da variação dos valores da carga do sistema, mantendo os valores dos caudais constantes, foi possível visualizar a “resposta” das centrais térmicas e hídricas à procura de energia eléctrica, mantendo sempre o balanço de potência activa entre a carga, as perdas do sistema e a produção das centrais térmicas e hídricas. Para a realização de um despacho económico é necessário obter uma estimativa do valor da carga do sistema para um determinado período de tempo. Essa estimativa é realizada através de dados recolhidos anteriormente e referentes ao mesmo período de tempo, a ela são posteriormente somadas as perdas do sistema. A partir das estimativas de carga e perdas do sistema, é constituído o diagrama de cargas, e a partir do diagrama de cargas são definidos os valores de energia eléctrica a produzir para satisfazer o balanço de potência activa. Como o objectivo é manter o sistema o mais económico possível, as centrais produtoras com os menores custos de produção são as primeiras a iniciar a produção de energia eléctrica, ficando para segundo plano as restantes. As centrais capazes de iniciar rapidamente a produção de energia eléctrica e a sua ligação a rede, são deixadas para a eventualidade de ser necessário responder a um aumento brusca da procura por energia eléctrica, ou para as pontas do diagrama de cargas.

Através da análise da Figura 4.19 e das Tabelas 4.10 e 4.11 é possível verificar a resposta das centrais térmicas e hídricas á procura de energia eléctrica em cada instante de tempo. É também possível verificar que com o aumento da produção de energia eléctrica verifica-se um maior desfasamento entre a energia eléctrica produzida e a necessária para alimentar as cargas, tal deve-se ao facto de que quanto maior for a energia eléctrica produzida maior serão as perdas do sistema. Tal pode ser comprovado a partir da fórmula do efeito Joule.

$$Q = I^2 * R * t \quad (4.5)$$

A lei de joule expressa a relação entre a corrente eléctrica que percorre um condutor em determinado tempo (t) e o calor que daí é gerado. Q é o calor gerado num determinado condutor pela passagem da corrente eléctrica, I é a corrente eléctrica que percorre o condutor, R é a resistência eléctrica do condutor e t é o espaço de tempo em que a corrente eléctrica percorre o condutor. Como é possível visualizar na Formula 4.5, quanto maior for a corrente eléctrica a percorrer o condutor, maior serão as perdas por efeito Joule.

4.4 Rede Nacional de Transporte.

Este capítulo tem como objectivo realizar uma abordagem superficial a RNT em 2010, considerando apenas para efeitos de estudo académico as centrais hídricas e térmicas como grupos geradores de energia. Será considerado que a tensão nos barramentos e os factores de potência dos grupos geradores não se alteram, uma vez que não existe alteração na repartição da carga. A matriz B é constituída pelos valores do Anexo B do documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011), será considerado que os coeficientes B não se alteram com a variação da potência. Em casos reais o método utilizado consiste no uso de várias matrizes B, dependendo da distribuição da carga total do sistema.

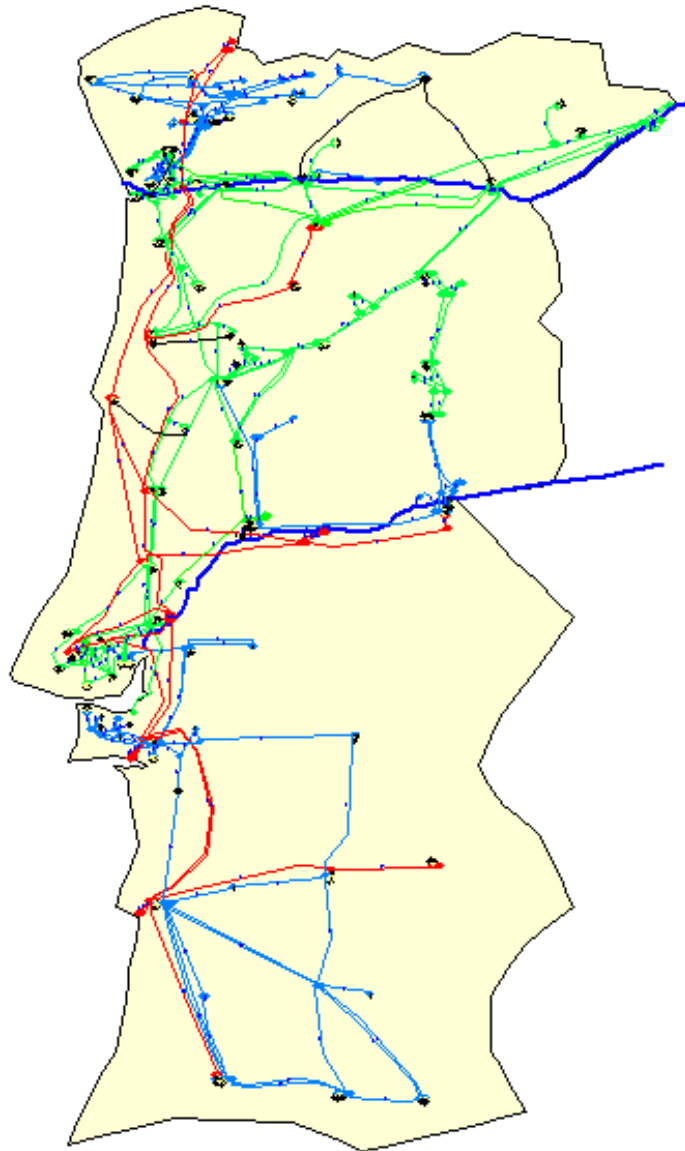


Figura 4.20 – Imagem retirada do programa PowerWorld da rede nacional de transporte, referente ao ano 2010.

4.4.1 Simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.

Segundo o documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011) no ano de 2010 o pico máximo solicitado à rede pública de transporte e de distribuição foi de 9403MW, no dia 11 de Janeiro às 19:15h correspondendo a um aumento de aproximadamente 2% relativamente ao ano anterior. A Figura 4.21 foi retirada do *site* da REN, e corresponde ao diagrama de cargas do dia 11 de Janeiro.

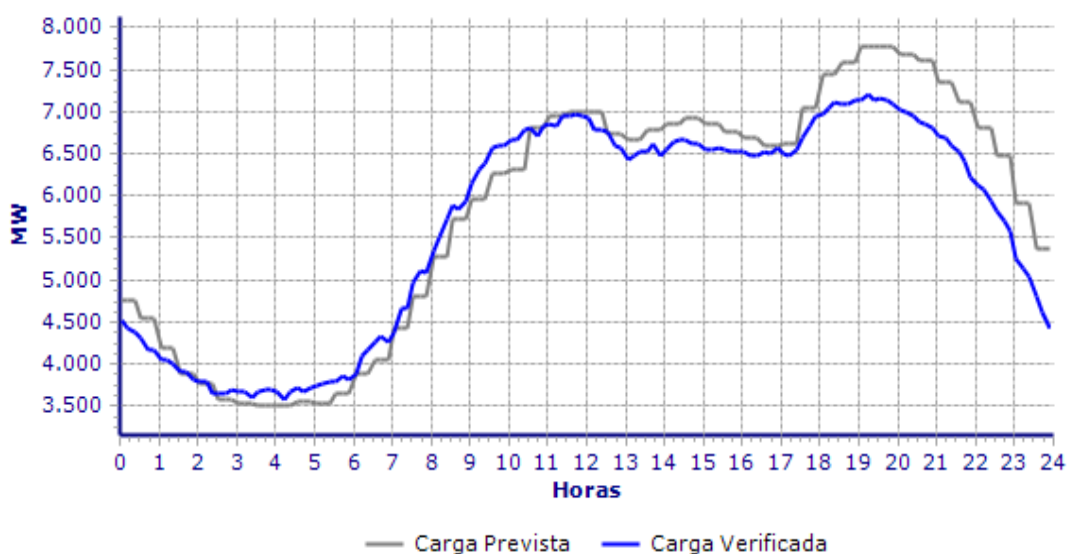


Figura 4.21 - Diagrama de cargas do dia 11 de Janeiro de 2010.

Este caso de estudo consiste em simular através do programa “DE - CHT - RNT - 2010” o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010. Para essa simulação serão usados os parâmetros técnicos presentes na Tabela 4.12.

O próximo passo passa por inserir o valor de carga e o valor inicial do Lagrangiano. Caso seja necessário, ou seja o desejo do operador o programa possibilita a alteração dos valores dos caudais dos afluentes. A partir do momento em que os dados são inseridos no programa, carregando no botão “Calcular Despacho” o programa determina os custos-sombra de água para os valores de carga e do Lagrangiano inicial. Após este cálculo, o programa ajusta (através da macro “AjustarnovoLagrangiano”) o valor do Lagrangiano para que se respeite a condição do balanço de potência activa do sistema. Alterando o valor do Lagrangiano é necessário proceder a novo calculo dos custos-sombra de água. Este processo repete-se até que não seja necessário variar o valor do Lagrangiano para que se verifique o balanço de potência activa.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

Tabela 4.12 - Tabela com os parâmetros técnicos para a simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.

Grupos Geradores	Designação	Parâmetros técnicos			Tipo de Central	Caudal a Turbinar (m ³)
		a [p.u.]	b [p.u.]	c [p.u.]		
Picote	PG1	260	15,6	1,92	Hídrica	2000
Valeira	PG2	250	15,6	1,90	Hídrica	2000
Bemposta	PG3	250	15,6	1,91	Hídrica	2000
Alto Lindoso	PG4	230	15,5	1,72	Hídrica	4000
Miranda	PG5	230	15,54	1,74	Hídrica	3000
Pocinho	PG6	250	15,57	1,95	Hídrica	2000
Lindoso	PG7	230	15,54	1,92	Hídrica	400
Carrapatelo	PG8	255	15,57	1,94	Hídrica	2000
A. do Rabagão	PG9	240	15,54	1,92	Hídrica	400
Salamonde	PG10	240	15,54	1,91	Hídrica	400
Vilar-Tabuaço	PG11	240	15,45	1,93	Hídrica	400
Torrão	PG12	240	15,49	1,92	Hídrica	400
Caniçada	PG13	240	15,57	1,95	Hídrica	2000
Agueira	PG14	240	15,54	1,94	Hídrica	3000
Frades	PG15	240	15,62	1,97	Hídrica	2000
Belver	PG16	240	15,55	1,95	Hídrica	400
Régua	PG17	240	15,64	1,98	Hídrica	3000
V. Furnas	PG18	240	15,64	1,97	Hídrica	2000
Bouça	PG19	220	15,54	1,90	Hídrica	400
Caldeirão	PG20	240	15,55	1,94	Hídrica	400
Crestuma Lever	PG21	240	15,64	1,98	Hídrica	2000
Fratel	PG22	240	15,64	1,98	Hídrica	2000
Cabril	PG23	240	15,64	1,99	Hídrica	2000
Venda Nova	PG24	240	15,64	1,98	Hídrica	2000
C.do Bode	PG25	240	15,64	1,98	Hídrica	2000
Alqueva	PG26	240	15,64	1,97	Hídrica	3000
Pracana	PG27	230	15,54	1,77	Hídrica	400
Carregado	PG28	25	10	3,00	Térmica	
Setúbal	PG29	20	10	2,40	Térmica	
Sines	PG30	15	9	2,00	Térmica	
Tunes	PG31	30	12	4,00	Térmica	
Pego	PG32	28	11	3,50	Térmica	
T. do Outeiro	PG33	18	10	2,40	Térmica	
Ribatejo	PG34	18	9	2,00	Térmica	
Lares	PG35	23	10	2,50	Térmica	
Pego Novo	PG36	21	10	2,50	Térmica	

Na Tabela 4.13 podemos visualizar os valores de Input inseridos no programa, e os valores de output obtidos.

Tabela 4.13 - Tabela com os valores de output e input do programa para a simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.

Carga [MW]	λ - Inicial [€/ MWh]	P. Sistema [MW]	Σ Potências [MW]	B. Potência	λ - Final [€/ MWh]	Custo total [€/ h]
4000	13	10,8179	4010,8179	0,000	15,8730	52.161,16 €
3900	12	10,2817	3910,2817	0,000	15,8612	52.091,02 €
3800	22	9,7563	3809,7563	0,000	15,8495	52.021,06 €
3700	16	9,2416	3709,2416	0,000	15,8377	51.951,27 €
3750	33	9,4976	3759,4976	0,000	15,8436	51.986,15 €
3900	21	10,2817	3910,2817	0,000	15,8612	52.091,02 €
4200	18	11,9229	4211,9229	0,000	15,8967	52.301,94 €
5100	6	17,4316	5117,4316	0,000	16,0040	52.944,10 €
6000	9	23,8201	6023,8201	0,000	16,1128	53.600,68 €
6600	34	28,5692	6628,5692	0,000	16,1862	54.046,63 €
6800	16	30,2396	6830,2396	0,000	16,2108	54.196,77 €
7000	25	31,9536	7031,9536	0,000	16,2355	54.347,66 €
6400	44	26,9425	6426,9425	0,000	16,1616	53.897,24 €
6500	23	27,7504	6527,7504	0,000	16,1739	53.971,84 €
6400	17	26,9425	6426,9426	0,001	16,1616	53.897,24 €
6500	26	27,7504	6527,7504	0,000	16,1739	53.971,84 €
6400	4	26,9425	6426,9426	0,001	16,1616	53.897,24 €
7000	36	31,9536	7031,9536	0,000	16,2355	54.347,66 €
7100	22	32,8270	7132,8270	0,000	16,2479	54.423,39 €
7200	13	33,7114	7233,7114	0,000	16,2603	54.499,30 €
6800	26	30,2396	6830,2396	0,000	16,2108	54.196,77 €
6100	7	24,5844	6124,5844	0,000	16,1250	53.674,54 €
5300	24	18,7751	5318,7751	0,000	16,0280	53.088,74 €
4500	18	13,6615	4513,6615	0,000	15,9323	52.514,41 €

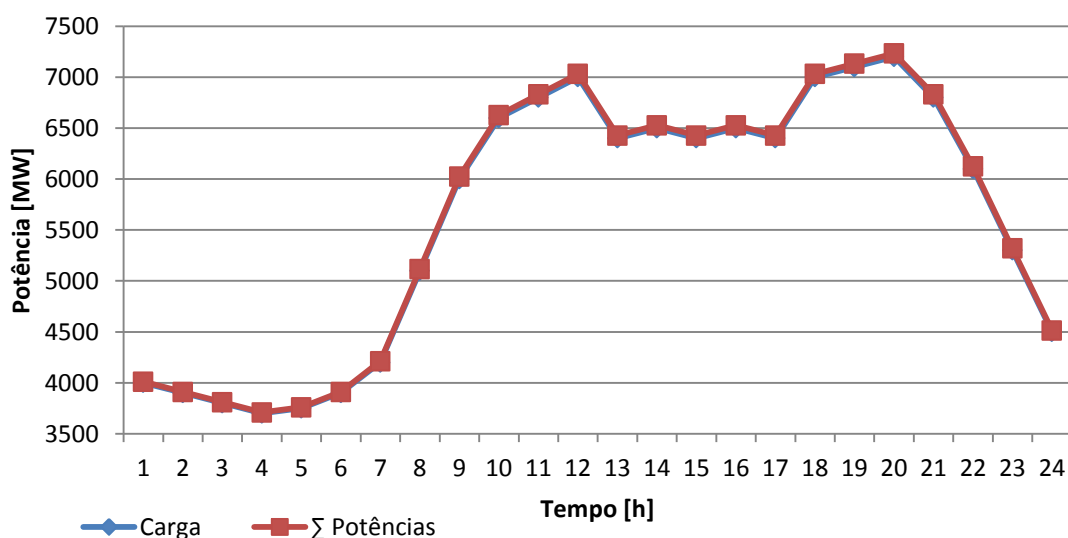


Figura 4.22 - Diagrama de cargas relativo ao pico máximo de Inverno obtido através da simulação no programa desenvolvido.

Através da análise da Tabela 4.13 e da Figura 4.22 é possível visualizar que os valores das perdas do sistema de transmissão estão muito baixos. Segundo a documentação da REN (Rede Eléctrica Nacional, 2011) os valores das perdas em percentagem da energia oscilam numa gama entre 1,2% e 3,5%, apresentando um valor médio de 1,84%. Através do mesmo documento é possível visualizar a evolução diária real das perdas no dia 11 de Janeiro de 2010, Figura 4.23.

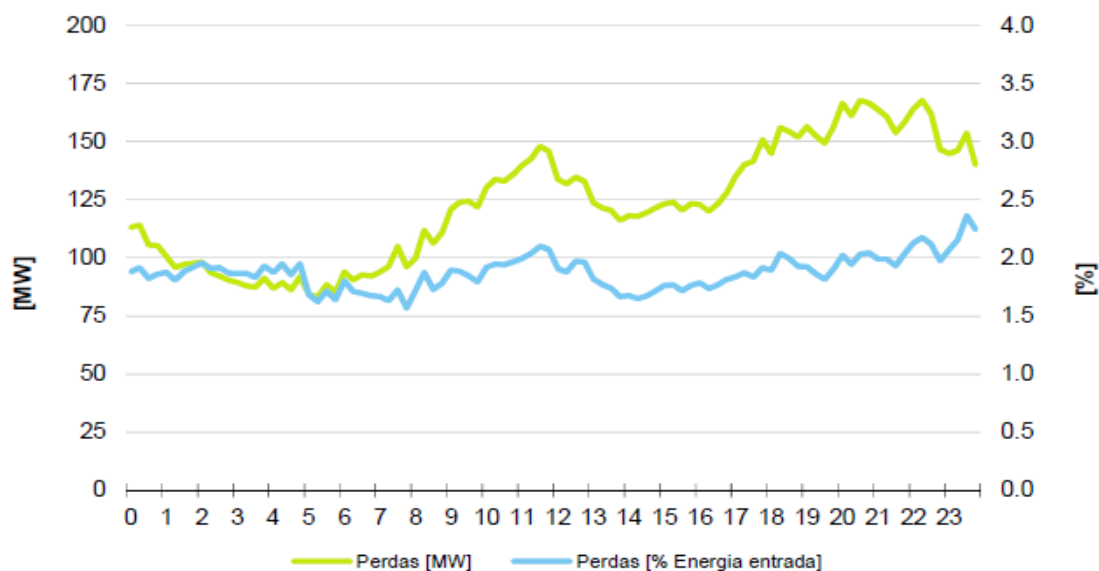


Figura 4.23 - Gráfico com os valores das perdas no dia 11 de Janeiro de 2010.

A diferença verificada entre os valores obtidos no caso de estudo e os valores apresentados no documento da REN (Rede Eléctrica Nacional, 2011) devem-se principalmente á diferença nos valores da matriz dos coeficientes B, e ao facto de o caso de estudo apenas levar em consideração as centrais hídricas (apenas as grandes hídricas) e as centrais térmicas. Por outro o sistema electroprodutor, para além das centrais hídricas e das centrais térmicas, conta com as centrais de cogeração, centrais de biomassa, mini-hídricas, centrais fotovoltaicas e os parques eólicos, estes últimos, possuem cada vez mais um papel determinante do sistema electroprodutor, contabilizando até a data 31-12-2010 cerca de 17% de toda a produção de energia eléctrica.

O facto de o sistema electroprodutor ter mais centros produtores de energia, permite-lhe ter mais soluções, e soluções mais adaptadas as necessidades da rede eléctrica nacional. Os centros fotovoltaicos e os parques eólicos necessitam de estar instalados onde existem melhores condições para produzirem energia eléctrica, tal como as centrais hídricas. Porém o facto de produzirem energia eléctrica através do sol (no caso dos parques fotovoltaicos) e do vento (no caso dos parque eólicos), permitiu colocá-los em pontos estratégicos.

A matriz dos coeficientes B é elaborada a partir de valores existentes nas tabelas do Anexo B do documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011). Porém a mesma depende de vários cenários, como por exemplo a maneira como a carga total do sistema se distribui pelos vários pontos de entrega, existentes no sistema eléctrico nacional. Se num determinado momento a maior parte das cargas se localizarem a norte e no momento a seguir houver um aumento de carga mais a sul do país, a matriz B não poderá ser a mesma. Tal como já foi dito anteriormente em casos reais são utilizadas várias matrizes B, o operador do sistema vai verificando em tempo real os cenários e utilizando as matrizes que melhor se adequem a realidade verificada. No Anexo A.4, pode ser consultada a tabela com os valores de produção de cada central para cada um dos valores de carga total do sistema simulados para o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.

4.4.2 Simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Verão de 2010.

O dia em que se verificou o pico máximo de potência solicitada a rede de transporte e de distribuição no Verão de 2010 foi em 6 de Julho. Neste dia, o pico máximo deu-se por volta das 12h. A Figura 4.24, que foi retirada do *site* da REN, corresponde ao diagrama de cargas para o dia 6 de Julho. Para esta simulação são usados os parâmetros técnicos da Tabela 4.12.

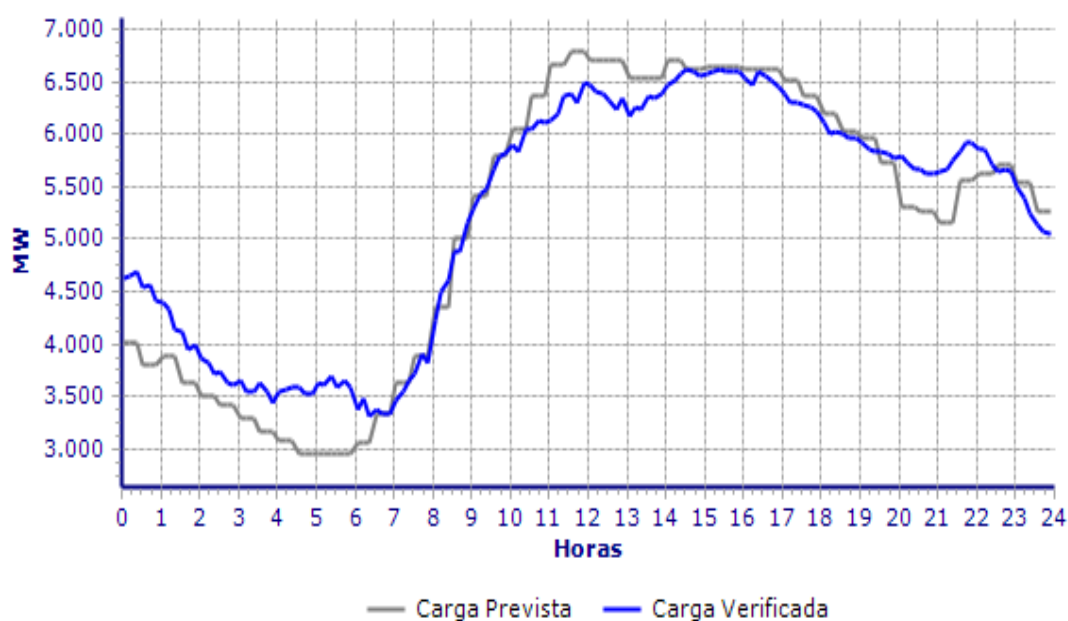


Figura 4.24 - Diagrama de cargas do dia 6 de Julho de 2010.

Tabela 4.14 – Tabela com os valores de input e Output para a simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010

Carga [MW]	λ - Inicial [€/ MWh]	P. Sistema [MW]	Σ Potências [MW]	B. Potência	λ - Final [€/ MWh]	Custo total [€/ h]
4400	3	13,0711	4413,0711	0,000	15,9204	52.443,42 €
3900	9	10,2817	3910,2817	0,000	15,8612	52.091,02 €
3600	15	8,7378	3608,7378	0,000	15,8260	51.881,65 €
3400	21	7,7626	3407,7626	0,000	15,8026	51.742,92 €
3500	12	8,2448	3508,2448	0,000	15,8143	51.812,20 €
3400	21	7,7626	3407,7626	0,000	15,8026	51.742,92 €
3300	23	7,2912	3307,2912	0,000	15,7909	51.673,81 €
4000	33	10,8179	4010,8179	0,000	15,8730	52.161,16 €
5200	7	18,0979	5218,0979	0,000	16,0160	53.016,33 €
5800	33	22,3243	5822,3242	0,000	16,0885	53.453,51 €
6200	26	25,3595	6225,3595	0,000	16,1372	53.748,59 €
6500	15	27,7504	6527,7504	0,000	16,1739	53.971,84 €
6300	33	26,1456	6326,1456	0,000	16,1494	53.822,82 €
6500	24	27,7504	6527,7504	0,000	16,1739	53.971,84 €
6600	15	28,5692	6628,5692	0,000	16,1862	54.046,63 €
6500	34	27,7504	6527,7504	0,001	16,1739	53.971,84 €
6300	2	26,1456	6326,1456	0,000	16,1494	53.822,82 €
6200	44	25,3595	6225,3595	0,001	16,1372	53.748,59 €
5900	54	23,0667	5923,0667	0,000	16,1006	53.527,00 €
5800	32	22,3242	5822,3243	0,001	16,0885	53.453,51 €
5600	6	20,8720	5620,8720	0,000	16,0642	53.307,06 €
5800	7	22,3243	5822,3243	0,000	16,0885	53.453,51 €
5600	18	20,8720	5620,8720	0,000	16,0642	53.307,06 €
5000	31	16,7761	5016,7761	0,000	15,9920	52.872,04 €

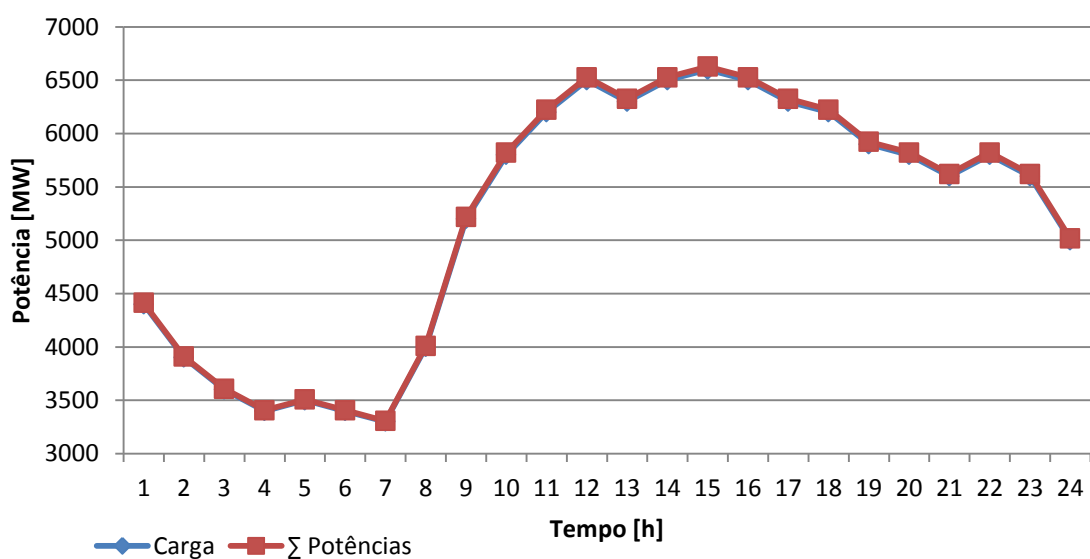


Figura 4.25 - Diagrama de cargas relativo ao pico máximo de Inverno obtido através da simulação no programa desenvolvido.

Através da análise da Figura 4.25 e da Tabela 4.14 é possível verificar que também para a simulação do pico máximo de potência solicitada á rede no verão de 2010, se verificam valores de perdas do sistema de transmissão muito reduzidos. As razões que levam á discrepância entre os valores obtidos na simulação, e aos valores fornecidos pela Figura 4.26, que foi retirada do documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011) foram expostas aquando da análise da simulação para o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.

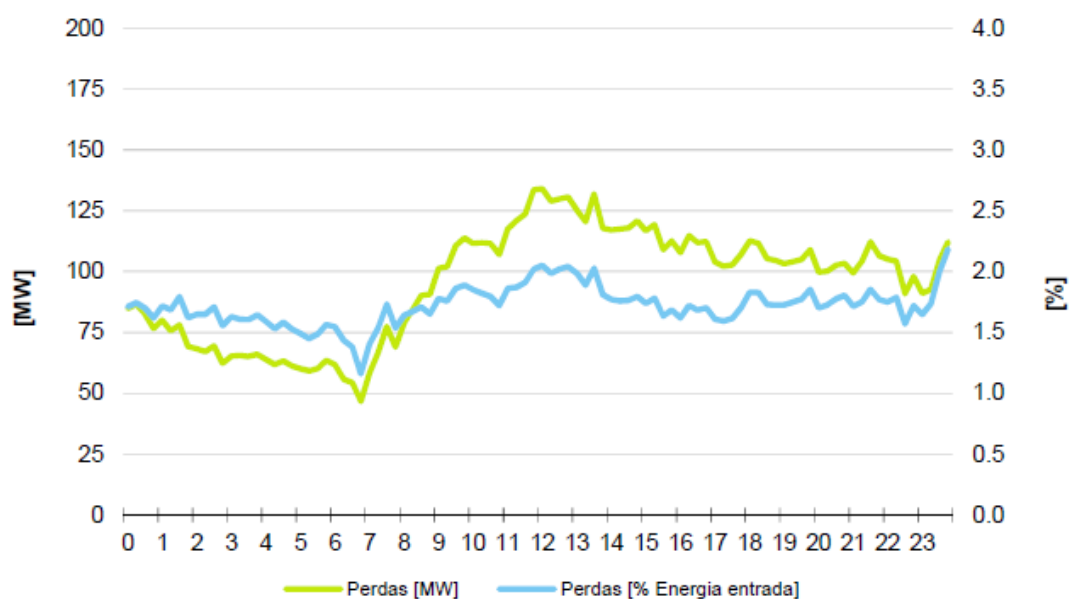


Figura 4.26 - Gráfico com os valores das perdas no dia 6 de Julho de 2010.

Os valores da Tabela 4.14 encontram-se todos dentro da mesma gama de valores obtidos aquando da realização da simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010. A diferença desta simulação para a anterior, encontra-se no facto de uma ser referente a um dia típico de inverno, e esta a um dia típico de verão. Permitindo assim testar a capacidade de resposta do programa perante os cenários que o sistema eléctrico nacional enfrenta. Se repararmos na Figura 4.25, entre as 11h e as 18h temos o maior pico de potência requisitada a rede, sempre acima dos 6000MW, tal deve-se ao facto de ser a altura em que se verifica maior calor, obrigando ao accionamento dos equipamentos de climatização. Já se repararmos na Figura 4.22, verificamos que existem 2 picos de potência requisitada a rede, um entre as 10h e as 13h, outro entre as 17h e as 22h. A isso, deve-se o facto de ser a altura em que as pessoas têm mais equipamentos ligados em casa para preparar refeições e para aquecimento das habitações. No Anexo A.3 pode ser consultada a tabela com os valores de produção de cada central para cada um dos valores de carga total do sistema simulados para o pico máximo de potência solicitada a rede no Verão de 2010.

4.4.3 Valores de água obtidos através da variação dos caudais dos afluentes.

Para esta simulação serão considerados os valores da Tabela 4.12, para caracterizar os parâmetros técnicos das centrais hídricas e das centrais térmicas, mantendo-se constantes ao longo de todas as simulações para os vários caudais. Em todas as simulações o valor de carga será de 5000MW e o valor inicial de λ será de 15. Os caudais a variar serão os das centrais da Tabela 4.15, as restantes centrais mantêm os valores dos caudais constantes.

Tabela 4.15 - Tabela com os valores dos custos de água, aquando da variação dos valores dos caudais.

Caudal	PG1		PG2		PG3		PG6		PG8	
	V. água	Potên.	V. água	Potên.	V. água	Potên.	V. água	Potên.	V. água	Potên.
[m ³]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]
500	0,335	63,72	0,334	64,05	0,329	70,36	0,322	67,47	0,328	66,02
1000	0,187	92,31	0,191	91,28	0,185	100,55	0,179	99,37	0,182	96,02
1500	0,139	108,04	0,144	106,23	0,138	117,25	0,132	118,54	0,134	113,12
2000	0,113	112,41	0,118	109,46	0,113	122,51	0,106	125,98	0,109	116,92
2500	0,096	127,62	0,102	124,63	0,096	137,98	0,090	145,01	0,092	135,34
3000	0,085	134,59	0,090	131,10	0,084	145,34	0,078	155,47	0,080	143,64
3500	0,076	140,50	0,081	136,53	0,075	151,56	0,069	164,91	0,071	150,88
4000	0,068	145,63	0,074	141,19	0,068	156,93	0,062	173,64	0,064	157,37
4500	0,063	150,16	0,068	145,28	0,063	161,66	0,056	181,85	0,059	163,30
5000	0,058	154,23	0,064	148,91	0,058	165,89	0,051	189,68	0,054	168,80

Caudal	PG13		PG15		PG18		PG21		PG22	
	V. água	Potên.	V. água	Potên.	V. água	Potên.	V. água	Potên.	V. água	Potên.
[m ³]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]	[€/m ³]	[MW]
500	0,323	71,70	0,326	69,52	0,329	70,44	0,330	72,19	0,332	73,52
1000	0,186	101,89	0,190	97,17	0,194	97,47	0,195	99,58	0,198	101,28
1500	0,140	118,98	0,145	112,07	0,148	111,56	0,150	113,72	0,153	115,56
2000	0,115	122,88	0,120	114,82	0,124	112,77	0,126	114,75	0,129	116,57
2500	0,099	140,67	0,104	129,86	0,108	127,61	0,110	129,63	0,113	131,60
3000	0,087	148,54	0,093	135,92	0,096	132,78	0,099	134,69	0,102	136,69
3500	0,078	155,26	0,084	140,89	0,088	136,86	0,090	138,66	0,093	140,69
4000	0,071	161,15	0,077	145,08	0,081	140,16	0,083	141,85	0,086	143,89
4500	0,066	166,40	0,071	148,67	0,075	142,86	0,077	144,43	0,081	146,49
5000	0,061	171,15	0,066	151,79	0,070	145,08	0,073	146,54	0,076	148,63

Analisando os dados da Tabela 4.15 podemos verificar que em todas as centrais hídricas com o aumentar dos caudais dos afluentes, os custos-sombra de água descem, permitindo assim um aumento geral da produção de energia eléctrica com origem hídrica. Quando as centrais hídricas possuem caudais muito reduzidos, o valor dessa mesma água é

elevado, pois o facto de a usar no presente para produzir energia eléctrica, envolve correr um risco elevado de a mesma ser necessária num futuro não muito distante. Já se o caudal for elevado esse mesmo risco é menor, diminuindo o valor da água armazenada na albufeira.

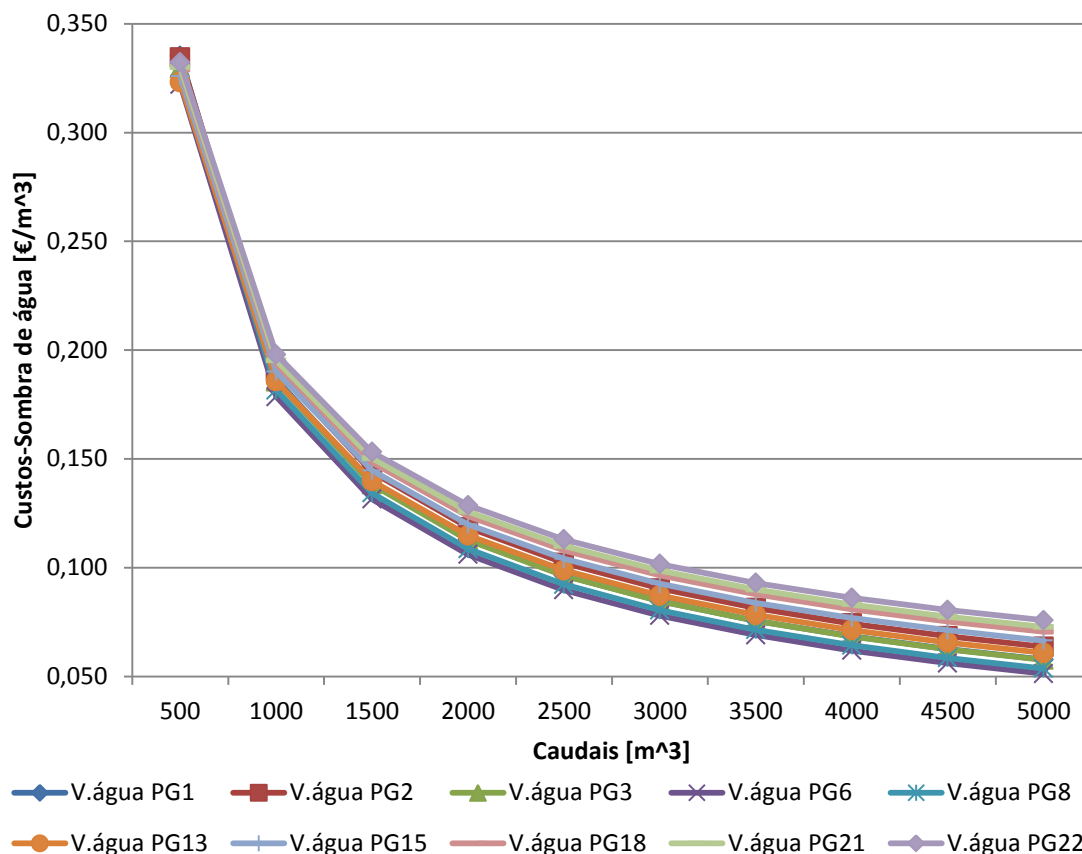


Figura 4.27 - Gráfico com os valores da água para diferentes valores dos caudais.

Através da Figura 4.27, verificamos que quando as centrais estavam a funcionar com caudais na ordem dos 500 m³, os custos-sombra de água estavam aproximadamente nos 0,3 €/m³, aumentando os caudais para 1000 m³ os custos-sombra de água desceram aproximadamente para 0,18 €/m³. Com o aumentar dos caudais os custos-sombra de água vão diminuindo mas numa escala menor. Assim sendo, podemos concluir que quando os caudais dos afluentes estão próximos dos caudais mínimos das centrais hídricas, o custo-sombra de água é elevado. Com o aumentar dos caudais, os custos-sombra de água vão reduzindo com maior intensidade no início. Com o aproximar dos caudais máximos das centrais hídricas os custos-sombra de água vão estabilizando. Atingindo os caudais máximos as centrais são obrigadas a abrir as suas comportas, deixando fluir livremente a água antes retida na albufeira.

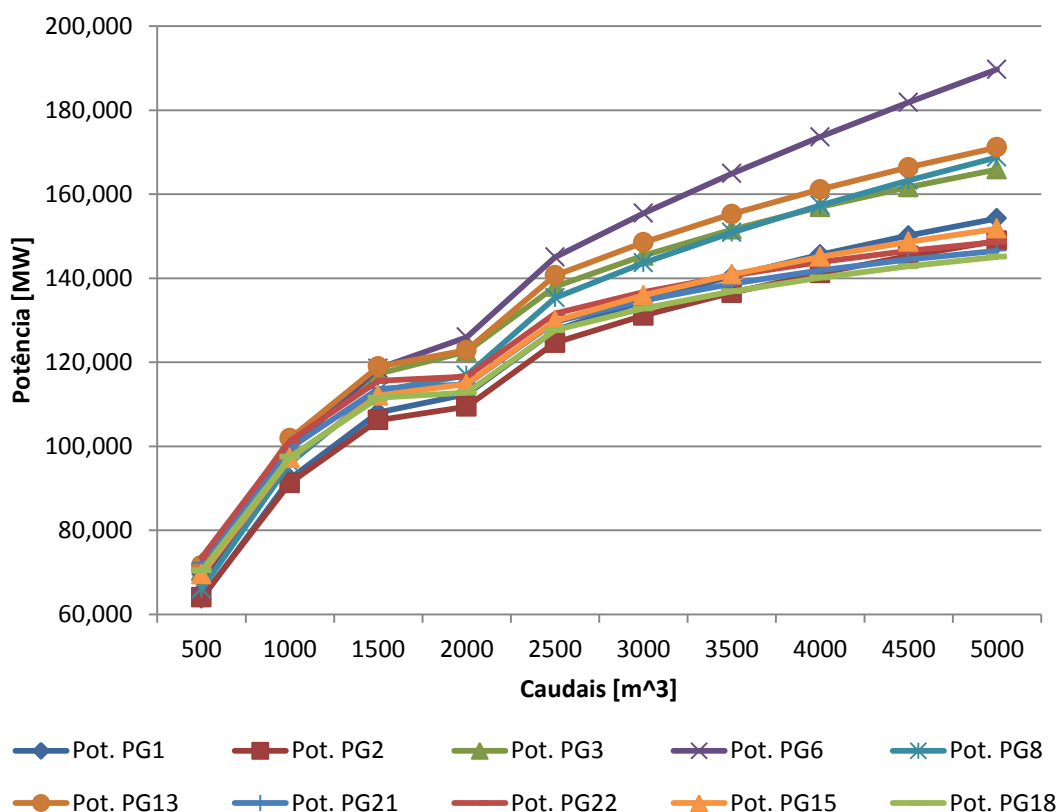


Figura 4.28 - Gráfico com a relação caudal potência das centrais hídricas.

A Figura 4.28 representa a potência produzida pelas centrais hídricas de acordo com os caudais indicados. Com os caudais nos 500 m³ cada central estava a produzir apenas cerca de 70MW, ficando a maior parte da produção de energia eléctrica ao encargo das centrais hídricas. Com o aumento dos caudais, e conseqüente diminuir dos custos-sombra de água, as centrais hídricas aumentaram as suas produções para valores entre os 150 e os 170MW, diminuindo por sua vez a produção por parte das centrais térmicas. O desfasamento existente entre as produções das centrais hídricas, notório principalmente entre os 2500 m³ e os 5000m³, é derivado da diferença existente nos parâmetros técnicos de produção de cada central.

4.4.4 Análise dos sistemas com a coordenação hidrotérmica e unicamente térmico em função dos custos de operação dos sistemas.

Nesta simulação serão usados os valores presentes na Tabela 4.12, para a caracterização dos parâmetros técnicos de produção das centrais hídricas e térmicas. O valor da carga do sistema será de 3000MW e o valor inicial de λ será de 12, quer para a simulação do sistema hidrotérmico quer para o ensaio do sistema unicamente térmico.

Para o despacho económico com a coordenação hidrotérmica foram obtidos os valores de produção da Figura 4.29 e da Tabela 4.16.

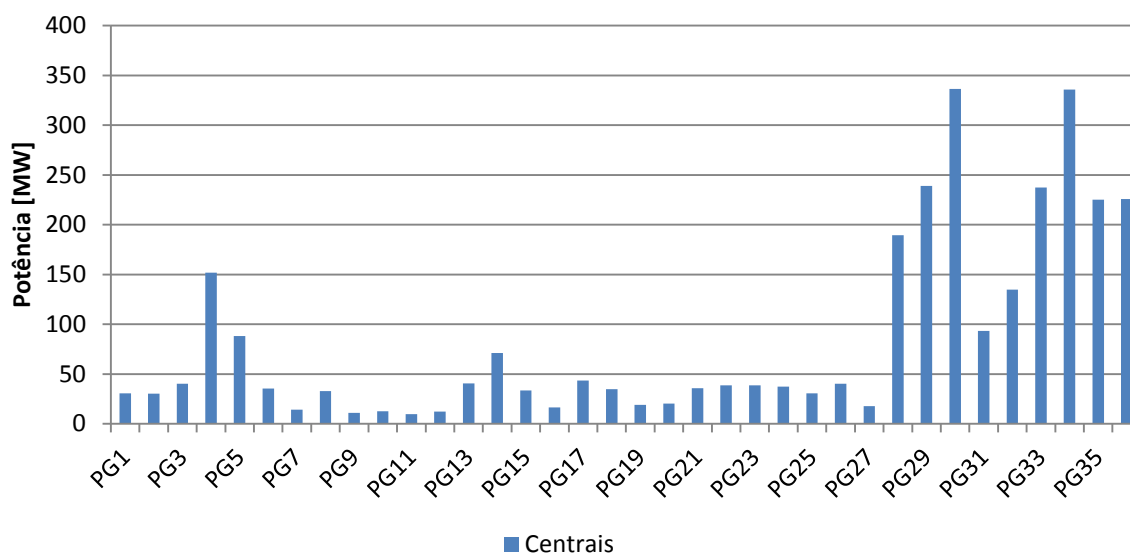


Figura 4.29 - Gráfico com a produção de energia eléctrica por central, no despacho económico com coordenação hidrotérmica.

Analisando a Figura 4.29, observamos uma grande influência da produção das centrais térmicas na produção final (2017,22MW dos 3005,94MW) das quais duas se destacam, PG30 e PG34 (Central de Sines e a Central do Ribatejo). Quanto a produção hídrica, destacam-se as centrais PG4, PG5 e PG14 (Alto do Lindoso, Miranda, Aguieira). Estas centrais destacam-se das restantes, devido as suas características técnicas, capacidade de produção de energia eléctrica superior, limites máximos de produção elevados, grandes aproveitamentos hídricos, e o seu posicionamento estratégico.

Através da análise da Tabela 4.16, concluímos que o valor das perdas do sistema se mantém baixo (5,942MW), quando o seu valor deveria ser na ordem dos 60MW, pelas razões já anteriormente referidas, tal não se verifica. O valor total de produção do sistema (3005,942MW) vai de encontro com o valor da carga mais o valor das perdas (3000MW+5,942MW), respeitando assim a condição do balanço de potência activa. Os custos marginais das centrais térmicas estão todos muito próximos do valor final do Lagrangiano do sistema, $\lambda=15,7559435$, verificando-se assim a condição $L_i \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda(t)$.

O custo total de operação do sistema é de 51.467,48 €.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

Tabela 4.16 - Tabela com os valores obtidos da simulação do despacho económico com coordenação hidrotérmica para uma carga de 3000 MW.

Desig.	Carga [MW]	P. Sist. [MW]	Produção [MW]	Perdas Inc. Gerador.	Factores Penaliza.	C. Margi. [€/MWh]	Caudais m ³	V. água [€/m ³]	Custo €/h
PG1			30,582	0,005	1,005		2000	0,111	
PG2			30,178	0,004	1,004		2000	0,117	
PG3			40,287	0,004	1,004		2000	0,111	
PG4			152,000	0,004	1,004		4000	0,073	
PG5			88,043	0,005	1,005		3000	0,089	
PG6			35,570	0,006	1,006		2000	0,105	
PG7			14,161	0,006	1,006		400	0,379	
PG8			33,037	0,006	1,006		2000	0,107	
PG9			11,168	0,006	1,007		400	0,389	
PG10			12,657	0,007	1,007		400	0,390	
PG11			9,738	0,013	1,013		400	0,366	
PG12			12,299	0,009	1,009		400	0,375	
PG13			40,680	0,005	1,005		2000	0,113	
PG14			71,250	0,005	1,005		3000	0,086	
PG15			33,590	0,004	1,004		2000	0,118	
PG16			16,345	0,005	1,005		400	0,393	
PG17			43,615	0,002	1,002		3000	0,093	
PG18	3000	5,942	34,775	0,002	1,002		2000	0,122	
PG19			19,120	0,005	1,005		400	0,360	
PG20			20,451	0,003	1,003		400	0,386	
PG21			35,775	0,002	1,002		2000	0,124	
PG22			38,557	0,001	1,001		2000	0,127	
PG23			38,773	0,001	1,001		2000	0,127	
PG24			37,294	0,002	1,002		2000	0,122	
PG25			30,669	0,003	1,003		2000	0,118	
PG26			40,382	0,002	1,002		3000	0,096	
PG27			17,730	0,006	1,006		400	0,379	
PG28			189,583	0,004	1,004	15,687			5.474,08 €
PG29			238,985	0,001	1,001	15,736			5.760,57 €
PG30			336,398	0,002	1,002	15,728			6.790,86 €
PG31			93,269	0,002	1,002	15,731			4.467,19 €
PG32			134,836	0,002	1,002	15,719			4.919,51 €
PG33			237,346	0,004	1,004	15,696			5.525,46 €
PG34			335,685	0,003	1,003	15,714			7.074,85 €
PG35			225,193	0,008	1,008	15,630			5.819,72 €
PG36			225,922	0,007	1,007	15,648			5.635,24 €
TOTAL			3005,942						51.467,48 €

Retirando de serviço todas as centrais hídricas, e calculando um novo despacho económico, unicamente com as centrais térmicas, foram obtidos os valores de produção da Figura 4.30 e da Tabela 4.17

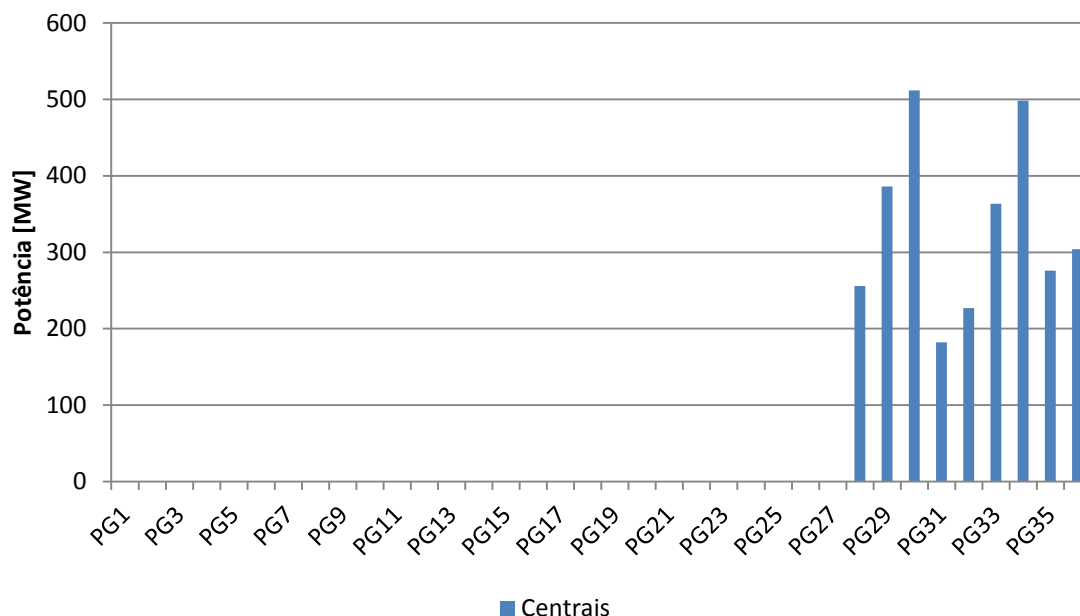


Figura 4.30 - Gráfico com a produção de energia eléctrica por central, no despacho económico unicamente térmico.

A Figura 4.30 representa o gráfico da produção das centrais térmicas, obtido após o despacho económico realizado unicamente com as centrais térmicas, através dele podemos observar que o domínio das centrais PG30 e PG34 se mantem, havendo apenas um aumento linear da produção de energia eléctrica por todas as centrais térmicas, de modo a compensar a ausência das centrais hídricas, e mantendo a condição do balanço de potência activa.

Analisando a Tabela 4.17, verificamos que o valor das perdas aumentou (11,147MW) em comparação com o valor de perdas do sistema com coordenação hidrotérmica (5,942MW), este aumento é explicada pela diminuição do número de centrais produtoras de energia. Uma vez que os coeficientes B não se alteram com a variação da potência, e que a forma como a carga do sistema se distribui pelos vários pontos de consumo não é levada em consideração. Quanto menor for o numero de centrais a produzir energia eléctrica e maior for a distancia entre os centros produtores de energia eléctrica e os consumidores, maior serão as perdas do sistema. A produção total do sistema é de 30011,147MW, o que indica que a condição de balanço de potência activa esta a ser respeitada, pois este valor é igual ao valor da carga mais as perdas do sistema. Os custos marginais das centrais térmicas encontram-se todos

aproximadamente iguais ao valor final do Lagrangiano do sistema, $\lambda=18,5941123$, a condição representada pela equação 3.58, verifica-se.

O custo total de operação do sistema é de 75.615,40 €, mais 24.147,92€ do que a simulação realizada com o sistema com coordenação hidrotérmica. Esta diferença no custo de operação do sistema é proveniente da diferença entre a produção térmica no caso anterior (2017,22MW) e agora (3011,147MW), o que representa um maior gasto nos custos com o combustível das centrais térmicas, sendo que as centrais hídricas não possuem custo de combustível.

Tabela 4.17 - Tabela com os valores obtidos da simulação do despacho económico para um sistema unicamente térmico, para uma carga de 3000 MW.

Centrais	Carga [MW]	P. Sistema [MW]	Produção [MW]	Perdas Inc. dos geradores	Factores de penalização	C. Marginais [€/MWh]	Custo €/h
PG28			285,021	0,002	1,002	18,551	7.787,32 €
PG29			357,013	0,001	1,001	18,568	8.629,12 €
PG30			477,847	0,002	1,002	18,557	10.367,39 €
PG31			163,978	0,002	1,002	18,559	6.043,28 €
PG32	3000	11,147	215,833	0,002	1,002	18,554	6.804,59 €
PG33			355,088	0,004	1,004	18,522	8.376,99 €
PG34			477,186	0,003	1,003	18,544	10.648,80 €
PG35			339,908	0,005	1,005	18,498	8.587,53 €
PG36			339,273	0,006	1,006	18,482	8.370,40 €
TOTAL			3011,147				75.615,40 €

Através da realização de várias simulações, com o sistema térmico e o sistema com a coordenação hidrotérmica, para diferentes valores de carga, obteve-se os resultados da tabela 4.18. Como é possível verificar, o sistema com a coordenação hidrotérmica apresenta sempre valores inferiores quanto aos custos de operação do sistema, sendo que a diferença é tanto maior quanto maior for o valor da carga do sistema. Tal deve-se ao facto de que no despacho económico com coordenação hidrotérmica as centrais térmicas são “responsáveis” por produzir energia eléctrica para a base do diagrama de cargas. Quando existe um aumento na procura por energia eléctrica as centrais térmicas aumentam ligeiramente a sua produção, mas são as centrais hídricas as responsáveis pela maior cota do aumento necessário na produção.

Como as centrais hídricas não possuem custos de combustível, o aumento no custo de operação verificado na Tabela 4.18 é relativamente baixo, passando de 51.673,81€ para uma carga do sistema de 3300MW, para 53.971,84€ para uma carga de 6500MW. Este aumento no

custo de operação é referente ao aumento com os custos de combustível das centrais térmicas. No caso do sistema unicamente térmico o aumento com os custos de operação é muito significativo, passando de 84.315,88€ para uma carga de 3000MW, para 229.376,28€ para uma carga de 6500MW. Uma vez que o sistema é constituído apenas por centrais térmicas, toda a produção de energia eléctrica fica ao encargo das mesmas, quando a carga do sistema passa de 3000MW para 6500MW isso acarreta um grande aumento nos custos relativos com o combustível, o que se reflecte no custo total de operação do sistema.

Tabela 4.18 – Tabela com a comparação dos custos de operação de um sistema unicamente térmico e de um sistema hidrotérmico.

Carga [MW]	DE Hídrica + Térmica	DE Térmica
3300	51.673,81 €	84.315,88 €
3900	52.099,02 €	103.500,88 €
4400	52.443,42 €	121.633,72 €
5200	53.016,33 €	155.472,11 €
5800	53.453,51 €	185.842,54 €
6200	53.748,59 €	209.367,00 €
6500	53.971,84 €	229.376,28 €

4.4.5 Análise dos resultados para a RNT em 2010.

Como forma de validar os resultados obtidos através do programa “DE - CHT - RNT - 2010” elaborado em *Microsoft Excel*, foram realizadas algumas simulações das condições verificadas na RNT em 2010. Estas simulações permitiram também obter um maior conhecimento do sistema electroprodutor nacional, e dos sistemas a ele associados.

A primeira simulação realizada no programa “DE - CHT - RNT - 2010”, consistiu em simular o diagrama de cargas para o pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010, que se verificou no dia 11 de Janeiro. Para tal, a partir da Figura 4.21 foi possível obter para esse dia a carga do sistema em cada uma das 24h do dia. Partindo desses valores foram realizadas no programa em *Excel* 24 simulações do despacho económico com coordenação hidrotérmica, uma vez para cada valor de carga, com intervalo de tempo igual a 1h, gravando numa folha do programa os valores de cada simulação. Permitindo assim no final das simulações construir o diagrama de cargas para as 24h. Através dos dados obtidos, houve um valor que se destacou, pela falta de inconsistência com os valores indicados no documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011), o valor das perdas do sistema. Segundo o mesmo documento o valor das perdas do sistema no dia 11 de Janeiro oscilaram entre os 85MW e os 170MW,

enquanto os valores obtidos na simulação oscilam entre os 9,2MW e os 33,7 MW. Esta diferença nos valores das perdas do sistema é provocada pela matriz dos coeficientes B, pois tal como foi dito no início da simulação, os valores que a constituem são valores retirados do Anexo B do documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011). Foi também referido no início da simulação que os coeficientes B se mantinham constantes com a oscilação da potência, e que a tensão nos barramentos e o factor de potência dos grupos geradores se mantinham também constantes, uma vez que a repartição da carga não era considerada.

Para além dos factores já aqui referidos, existe um outro factor que está ligado directamente á diferença nos valores de perdas do sistema. Na simulação realizada no programa, tratando-se de um despacho económico com a coordenação hidrotérmica, apenas foram consideradas como centrais produtoras de energia eléctrica, as centrais térmicas e as centrais hídricas (apenas as centrais em regime PRO). No entanto, o sistema electroprodutor de energia é também constituído por centrais de cogeração, centrais de biomassa, centrais fotovoltaicas, parque eólicos e mini-hídricas (centrais em regime PRE). Estas centrais também precisam de estar localizadas nos sítios onde existem melhores condições para a produção de energia eléctrica, assim como as grandes hídricas, nem sempre permitindo a sua localização perto dos grandes pontos de procura de energia eléctrica, contudo o seu contributo no sistema electroprodutor tem vindo a crescer muito, devido ao facto de serem centrais de produção de energia eléctrica de origem renovável.

A segunda simulação consistiu em simular o pico máximo de potência solicitada a rede no Verão de 2010, que se verificou no dia 6 de Julho. Esta simulação apesar de muito idêntica a anterior permitiu testar o programa para alguns dos senários diferentes a que o sistema electroprodutor tem de dar resposta. Através da análise da Figura 4.21 e Figura 4.24, podemos verificar que o diagrama de cargas para um dia típico de Inverno é diferente de um diagrama de cargas para um dia típico de Verão. Esta diferença é originada pelas diferentes condições atmosféricas, que levam a diferentes hábitos e horários, assim como ao uso de equipamentos de aquecimento ou arrefecimento. Também nesta simulação foi verificado a mesma discrepância nos valores das perdas do sistema, que se devem aos factores já anteriormente referidos.

A terceira simulação realizada no programa “DE - CHT - RNT - 2010”, consistiu em variar os valores dos caudais a 10 das 27 centrais hídricas, aquando da realização do despacho económico com a coordenação hidrotérmica, mantendo sempre constante o valor da carga do sistema. Esta simulação permitiu verificar o comportamento dos custos-sombra de água e da

produção das centrais hídricas, perante a variação dos valores dos caudais dos afluentes. Através da análise da Figura 4.27 e da Tabela 4.15, foi possível verificar que com o aumento dos caudais dos afluentes, verifica-se um diminuir dos custos-sombra de água. Esta relação vai de encontro com o facto de que ao decidirmos produzir energia eléctrica com um determinado caudal, o risco que envolve essa decisão, é maior em caudais pequenos do que em caudais maiores. Assim sendo quanto maior for o caudal dos afluentes das centrais hídricas, menor é o custo-sombra de água dessa central, até que esta atinge o seu caudal máximo. Foi também possível verificar que com o diminuir dos custos-sombra de água verificou-se um aumento na produção de energia eléctrica em todas as centrais hídricas, Figura 4.28.

A quarta e última simulação consistiu na realidade em duas simulações, uma primeira através de um despacho económico com a coordenação hidrotérmica, e uma segunda através de um despacho económico, mas desta vez, apenas levando em consideração as centrais térmicas. Analisando os valores obtidos destas simulações, foi possível comparar os valores de um sistema com a coordenação hidrotérmica e de um sistema puramente térmico, dando relativa importância aos custos totais de operação do sistema. A Tabela 4.16 é constituída pelos valores obtidos no despacho económico com coordenação hidrotérmica, nela podemos verificar, que o valor da carga era de 300MW, que as perdas do sistema eram de 5,942 MW e que a produção total do sistema era de 3005,942MW, respeitando assim a condição do balanço de potência activa do sistema. Os custos incrementais dos geradores térmicos rondam todos aproximadamente o valor do Lagrangiano final do sistema, $\lambda=15,7559435$, verificando-se assim a condição da equação 3.58. O custo total de operação do sistema é de 51.467,48 €, Tabela 4.16.

A Tabela 4.17 é constituída pelos valores obtidos no despacho económico puramente térmico, nela podemos verificar que o valor da carga do sistema também era de 3000MW, que o valor das perdas do sistema era de 11,147MW, e que a produção do sistema era de 3011,147MW, respeitando assim o balanço de potência activa do sistema. Os custos-marginais do sistema encontram-se todos aproximadamente iguais ao valor final do Lagrangiano do sistema $\lambda=18,5941123$, assim sendo, a condição imposta pela equação 3.58 verifica-se. O custo total de operação do sistema unicamente térmico é de 75.615,40 €, mais 24.147,92€ do que o sistema com coordenação hidrotérmica

Através de várias simulações realizadas, para valores de carga diferentes, foi possível obter os valores da Tabela 4.18. Analisando esses valores, foi possível verificar que com o aumentar do valor da carga total do sistema, os custos de operação do sistema também aumentam, para

ambos os sistemas. Porém, para o sistema puramente térmico esse aumento é muito superior, passando de 84.315,88€ para uma carga de 3000MW, para 229.376,28€ para uma carga de 6500MW. No despacho económico com coordenação hidrotérmica as centrais térmicas produzem energia eléctrica equivalente a procura existente na base do diagrama de cargas. Quando existe um aumento na procura de energia eléctrica, as centrais térmicas aumentam a sua produção, mas são as centrais hídricas as responsáveis pela maior cota de produção de energia eléctrica, nesta fase. Como as centrais hídricas não possuem custo de combustível, no despacho económico com coordenação hidrotérmica, quando a carga aumenta de 3000MW para 6500MW a diferença no custo de operação total do sistema é diminuta, já no despacho económico puramente térmico, essa diferença é elevada, porque o aumento na produção de energia eléctrica fica todo ao encargo das centrais térmicas, o que equivale a elevados custos de combustível.

Por fim, é importante referir que os valores utilizados para simular os caudais, segundo o quadro A2 do documento (Madureira, et al., 2002), se encontram abaixo dos valores normalmente verificados, em casos reais. Este facto levou-me a verificar toda a formulação do problema, pois para que os valores de custo-sombra de água fossem de encontro com o esperado, os valores dos caudais teriam de ser desta grandeza. Após algumas horas despendidas nesta tarefa verificou-se que existe um erro na fórmula utilizada na obtenção dos custos-sombra de água. Aquando da dedução da fórmula 4.1, foi levado em consideração que ambos os termos da esquerda multiplicariam por P_{Gi} , resolvendo a equação em ordem a P_{Gi} , substituindo na equação 4.2, e resolvendo esta última em ordem a v_i eram obtidos os custos-sombra de água.

$$\left(\frac{v_i(2\gamma P_{Gi})}{\lambda} + 2B_{ii} \right) P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij} P_{Gi} = (1 - B_{i0}) - \frac{v_i \beta_i}{\lambda}$$

Após consultar algumas das referências (Grainger, et al., 1994), (Carvalho, 2010) foi possível verificar, que o método correcto seria multiplicar cada um dos coeficientes B_{ij} por P_{Gj} , ficando assim a fórmula 4.1 igual a:

$$\left(\frac{v_i(2\gamma P_{Gi})}{\lambda} + 2B_{ii} \right) P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k 2B_{ij} P_{Gj} = (1 - B_{i0}) - \frac{v_i \beta_i}{\lambda}$$

Perante este cenário, a formulação do problema ficaria muito mais complexa, pois aquando do cálculo dos custos-sombra de água teríamos mais 36 variáveis (os 36 centros produtores, no caso da RNT). Multiplicando os coeficientes B_{ij} , pelos valores de P_{Gj} , permitiria obter os valores esperados dos custos-sombra de água com caudais superiores, mas tornaria o problema muito mais complexo, mais pesado em termos de processamento computacional e mais moroso. Apesar desta “simplificação” na metodologia apresentada, o programa consegue capturar as características mais relevantes dos sistemas eléctricos de energia de grande porte, apresentando um bom nível de fiabilidade e precisão nos dados fornecidos.

4.5 Trânsito de energia resultante do despacho económico com coordenação hidrotérmica.

O presente capítulo destina-se a aplicação de um despacho económico com a coordenação hidrotérmica obtido através do programa “DE - CHT - RNT - 2010”, no programa *PowerWorld Simulator* 8.0. Esta simulação permitia analisar o trânsito de energia na RNT em 2010, provocado pelo despacho económico com coordenação hidrotérmica. A rede utilizada é a RNT em 2010, esta rede foi actualizada a partir de uma rede por mim criada na unidade curricular de Produção e Planeamento de Sistemas Eléctricos de Energia. Nesta unidade curricular foi elaborado um trabalho que consistia na actualização da RNT de 2006 para 2009, através do programa *PowerWorld Simulator* 8.0. As actualizações (2009-2010) foram feitas a partir das alterações indicadas nos Anexos A, B e K do documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011).

Para ir de encontro com os objectivos deste trabalho apenas serão consideradas as centrais hídricas e térmicas, como centrais produtoras de energia eléctrica, as interligações com Espanha, também não serão consideradas.

O *PowerWorld Simulator* 8.0 é um simulador de fluxo de potência em regime permanente, foi concebido para ser muito interactivo e dinâmico, e permite verificar visualmente o comportamento dos sistemas de potência. Este *Software* foi desenvolvido por Thomas J. Overbye, na universidade de Illinois.

Através de uma simulação corrida no programa “DE - CHT - RNT - 2010”, para uma carga de 4800MW e λ igual a 14, foram obtidos os valores da Tabela 4.19.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

Tabela 4.19 - Tabela com os valores obtidos para o despacho económico com coordenação hidrotérmica.

Desig.	Carga [MW]	P. Sist. [MW]	Produção [MW]	Perdas Inc. Geradores	Fact. de Penaliza.	C. Marg. [€/MWh]	Caudais m ³	V. água [€/m ³]	Custo €/h
PG1	4800	15,498	110,225	0,008	1,008		2000	0,113	
PG2			107,991	0,007	1,007		2000	0,118	
PG3			120,078	0,007	1,007		2000	0,113	
PG4			286,818	0,006	1,006		4000	0,074	
PG5			205,812	0,006	1,006		3000	0,090	
PG6			123,270	0,008	1,008		2000	0,106	
PG7			38,223	0,008	1,009		400	0,384	
PG8			116,235	0,008	1,009		2000	0,109	
PG9			34,169	0,009	1,009		400	0,394	
PG10			35,769	0,009	1,009		400	0,395	
PG11			21,726	0,021	1,021		400	0,371	
PG12			29,681	0,014	1,014		400	0,380	
PG13			122,097	0,007	1,007		2000	0,115	
PG14			177,319	0,007	1,007		3000	0,087	
PG15			113,364	0,005	1,005		2000	0,120	
PG16			38,980	0,007	1,007		400	0,398	
PG17			141,228	0,004	1,004		3000	0,094	
PG18			112,241	0,003	1,003		2000	0,124	
PG19			33,216	0,012	1,012		400	0,365	
PG20			36,818	0,009	1,009		400	0,391	
PG21			114,241	0,003	1,003		2000	0,126	
PG22			116,249	0,002	1,002		2000	0,129	
PG23			116,352	0,002	1,002		2000	0,129	
PG24			112,657	0,003	1,003		2000	0,124	
PG25			105,052	0,005	1,005		2000	0,120	
PG26			139,117	0,004	1,004		3000	0,097	
PG27			31,128	0,013	1,013		400	0,384	
PG28			193,784	0,010	1,010	15,814			5.564,41 €
PG29			247,342	0,002	1,002	15,936			5.941,70 €
PG30			346,371	0,003	1,003	15,927			7.016,79 €
PG31			98,307	0,002	1,002	15,932			4.566,25 €
PG32			140,141	0,004	1,004	15,905			5.028,93 €
PG33			244,700	0,006	1,006	15,873			5.684,07 €
PG34			345,052	0,004	1,004	15,901			7.286,69 €
PG35			228,856	0,015	1,015	15,721			5.897,94 €
PG36			230,891	0,012	1,012	15,772			5.741,69 €
TOTAL			4815,498						52.728,46 €

No programa *PowerWorld Simulator 8.0*, através da opção “Options/Tools_Scale Case” é possível alterar o valor de carga total do sistema e de produção dos grupos geradores de energia eléctrica, Figura 4.31. Nesta janela, foram inseridos os valores de produção de cada grupo gerador (Tabela 4.19) e o valor total de carga do sistema (4800MW). Os valores de produção dos grupos geradores serão impostos, á excepção da central térmica de Sines, pois o barramento onde essa central esta ligada (Barramento numero 19), será o barramento de compensação e referência. Ou seja, será a central térmica de Sines a fazer com que o equilíbrio de potência activa se verifique, compensando a falta de potência activa no sistema. Esta falta de potência activa pode acontecer devido as perdas do sistema serem superiores ao calculado aquando do despacho económico com coordenação hidrotérmica.

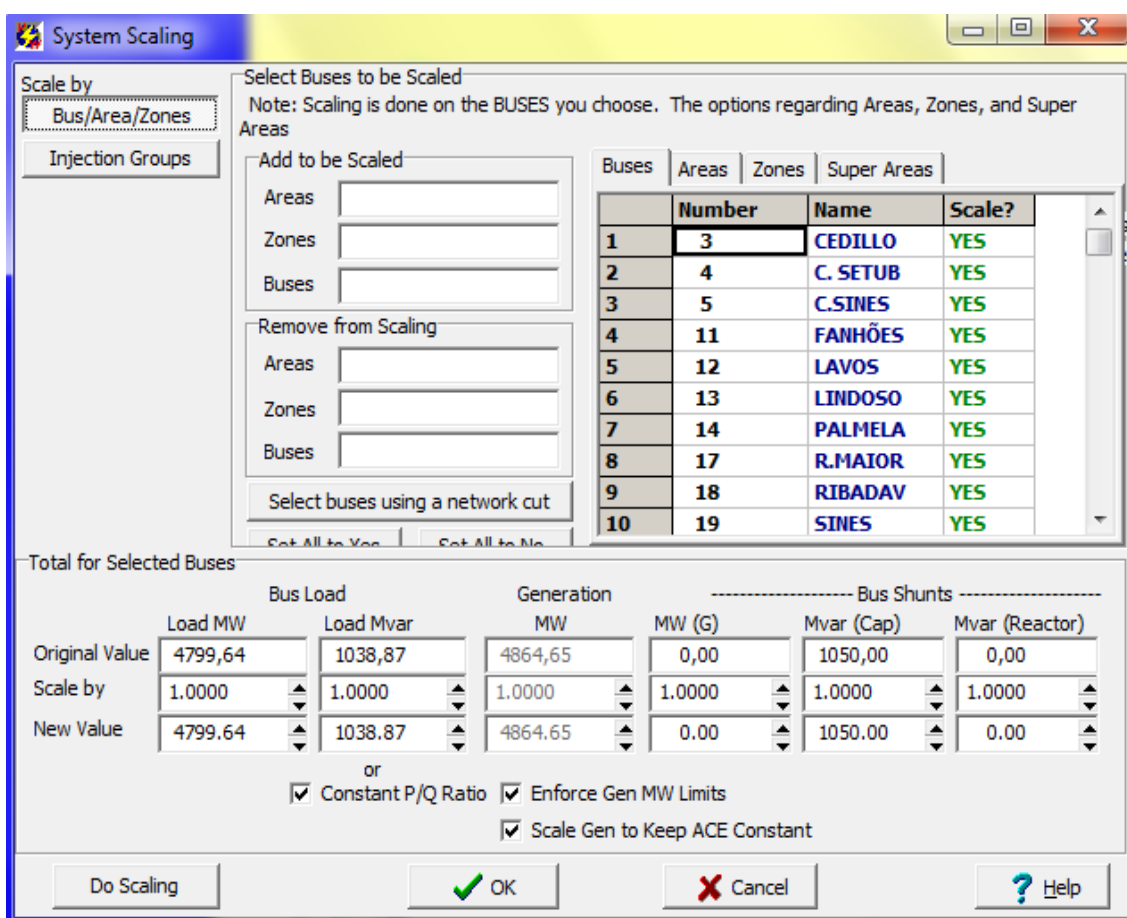


Figura 4.31 - Janela do PowerWorld, onde é possível alterar o valor de carga total do sistema.

Após serem inseridos os valores de produção de cada grupo gerador (a excepção da central térmica de Sines), e o valor de carga total do sistema, basta fazer correr a simulação no *PowerWorld Simulator 8.0*, para verificar o trânsito de potência. Recorrendo a opção “Case Information_Case Summary” é possível verificar no final da simulação o total da carga, o total

da produção, o total das perdas do sistema, e as quantidades das mesmas, esses mesmos valores são apresentados na Figura 4.32.

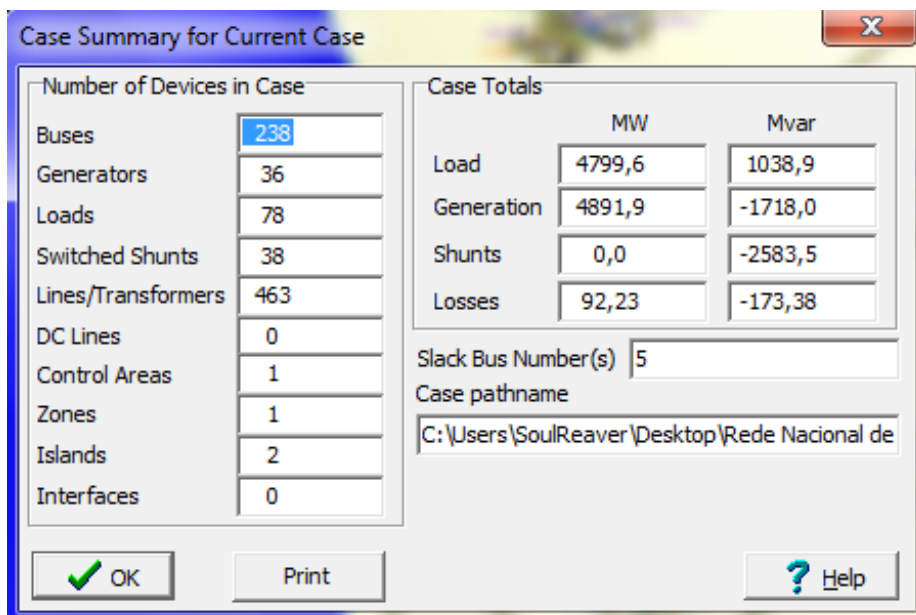


Figura 4.32 - Resumo da simulação realizada no PowerWorld Simulator 8.0

Analisando a Figura 4.32 podemos verificar que o valor de produção total se encontra um pouco a cima do valor obtido na Tabela 4.19 (4815,498MW), a diferença nos valores totais de produção deve-se a diferença existente no valor das perdas. Na Tabela 4.19 o valor das perdas é 15,498MW, enquanto que na simulação em *PowerWorld Simulator 8.0* o valor das perdas é de 92,23MW, uma diferença de 76,732MW. Se a produção da Tabela 4.19 somarmos a diferença das perdas, obtemos a produção da simulação em *PowerWorld Simulator 8.0*, aproximadamente 4892MW. Tal como foi referido anteriormente, a diferença no valor das perdas totais do sistema, deve-se: á diferença nos valores que constituem a matriz dos coeficientes B, aos coeficientes B se manterem constantes com a oscilação da potência, e ao facto de que a tensão nos barramentos e o factor de potência dos grupos geradores também se mantêm constantes uma vez que a repartição da carga não é considerada. A diferença no valor das perdas do sistema é compensada pela central térmica de Sines, que apresenta uma produção de 422,8MW, mais 76,429MW que o valor verificado na tabela 4.19 (346,371 MW).

Na Tabela 4.20 podemos visualizar todos os valores produzidos por cada central aquando da simulação em *PowerWorld Simulator 8.0*.

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

Tabela 4.20 - Tabela com os valores de produção da simulação em PowerWorld Simulator 8.0.

Numero	Nome	P. MW	P. Mvar	Volt.	AVR	Min. MW	Max. MW	Min. Mvar	Max. Mvar
55	A. RABAGÃO	34,17	5,12	1	YES	0	68	-9900	9900
22	AGUIEIRA	177,32	-132,46	1	YES	0	336	-9900	9900
227	ALQUEVA	139,1	-214,53	1	YES	0	240	-9900	9900
273	BELVER	38,98	-6,79	1	YES	0	81	-9900	9900
24	BEMPOSTA	120,08	-18,86	1	YES	0	240	-9900	9900
56	BOUÇA	33,22	-7,71	1	YES	0	44	-9900	9900
182	ALT. LINDOSO	286,82	-222,57	1	YES	0	630	-9900	9900
27	POCINHO	123,27	-88,8	1	YES	0	186	-9900	9900
183	TORRÃO	29,68	-2,91	1	YES	0	62	-9900	9900
154	PEGO	140,1	-27,45	1	YES	0	576	-9900	9900
225	RIBATEJO	345,1	-65,17	1	YES	0	1176	-9900	9900
4	SETUBAL	247,3	-590,7	1	YES	0	946	-9900	9900
234	FRADES	113,36	8,98	1	YES	0	191	-9900	9900
5	SINES	422,79	559,22	1,05	YES	0	1180	-9900	9900
59	CABRIL	116,4	-33,02	1	YES	0	128	-9900	9900
209	CALDEIRÃO	36,82	-9,31	1	YES	0	40	-9900	9900
60	CANIÇADA	122,1	28,94	1	YES	0	201	-9900	9900
30	CARRAPATELO	116,24	-186,36	1	YES	0	140	-9900	9900
31	CARREGADO	193,8	-88,6	1	YES	0	710	-9900	9900
221	CAST. BODE	105,05	-67,71	1	YES	0	159	-9900	9900
100	CRESTUMA	114,24	-38,63	1	YES	0	117	-9900	9900
69	FRATEL	116,25	-20,32	1	YES	0	132	-9900	9900
12	LARES	228,9	-77,02	1	YES	0	826	-9900	9900
144	LINDOSO	38,22	13,89	1	YES	0	44	-9900	9900
40	MIRANDA	205,81	-34,64	1	YES	0	369	-9900	9900
282	PEGO NOVO	230,89	-28,35	1	YES	0	837	-9900	9900
204	PICOTE	110,22	-44,79	1	YES	0	195	-9900	9900
278	PRACANA	31,1	3,04	1	YES	0	41	-9900	9900
47	REGUA	141,2	-360,03	1	YES	0	180	-9900	9900
80	SALAMONDE	35,77	-15,62	1	YES	0	42	-9900	9900
124	T.OUTEIRO	244,7	-165,53	1	YES	0	990	-9900	9900
85	TABUAÇO	21,73	33,27	1	YES	0	58	-9900	9900
86	TUNES	98,3	-214,35	1	YES	0	165	-9900	9900
87	V.FURNAS	112,24	-30,77	1	YES	0	125	-9900	9900
88	V.NOVA	112,66	-26,61	1	YES	0	144	-9900	9900
53	VALEIRA	107,99	449,14	1	YES	0	240	-9900	9900

Quanto ao trânsito de potência visualizado aquando da simulação no *PowerWorld Simulator 8.0*, é de realçar o não cumprimento dos limites de potência em duas linhas na RNT. São o caso da linha de 150kV que liga o barramento do Cabril ao barramento da Bouça, e a linha de 220 kV que liga o barramento da Régua ao barramento de Valdigem. As características destas linhas estão de acordo com o Anexo B do documento (Rede Eléctrica Nacional, 2011).

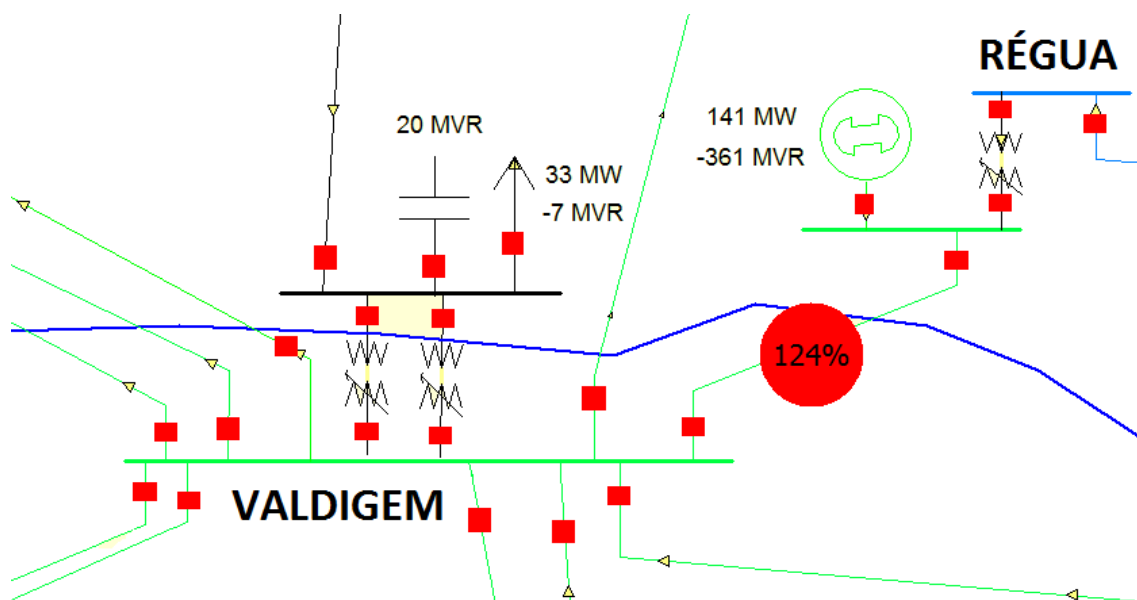


Figura 4.33 - Limite de potência na linha entre a Régua e Valdigem.

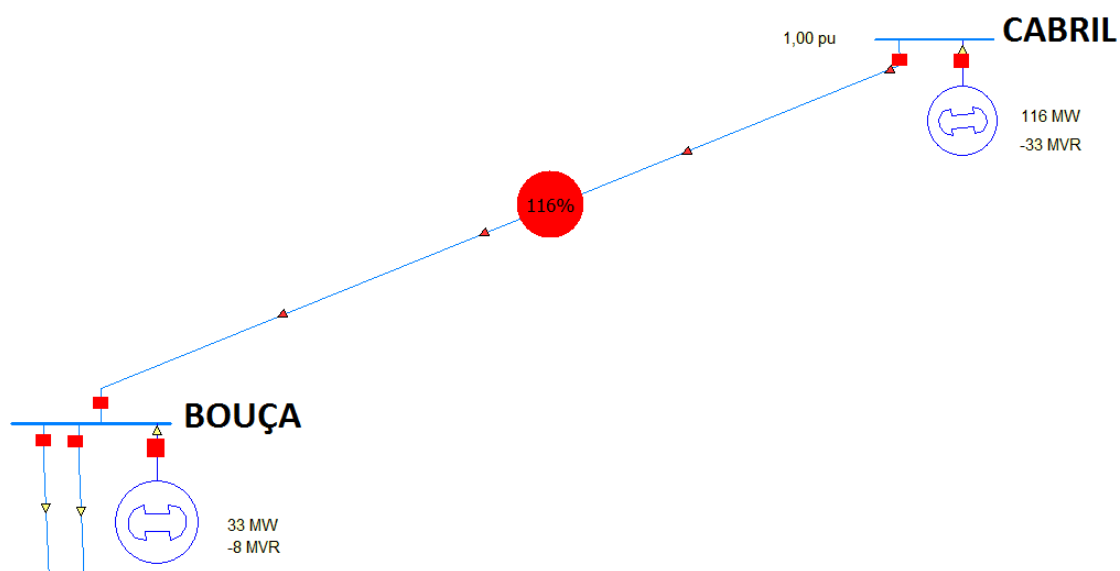


Figura 4.34 - Limite de potência na linha entre Cabril e Bouça.

Estas duas situações verificam-se, devido ao facto de o programa “DE - CHT - RNT - 2010” não possuir limitação quanto ao trânsito de potência nas linhas. Outro factor que contribui para esta situação, é a forma com as cargas se distribuem pela RNT.

Quanto ao restante transito de potência, verifica-se uma grande afluência no norte, do interior para o litoral, devido á existência das centrais hídricas ao longo do douro, e da existência de grandes cargas na cidade do Porto. Verifica-se também uma afluência do norte para o centro do país, devido á forte componente hídrica existente no norte do país, e a existência de poucos centros produtores nesta zona, alguns deles com limites de potência baixos. No Sul do país a produção assenta em 5 grandes centrais, com uma grande influência das centrais térmicas, central do Ribatejo, central do Pego (Pego e Pego Novo), central de Setúbal, central de Sines e a central do Alqueva, sendo esta ultima a única central hidroeléctrica nesta zona do país, Figura 4.35 e 4.36.

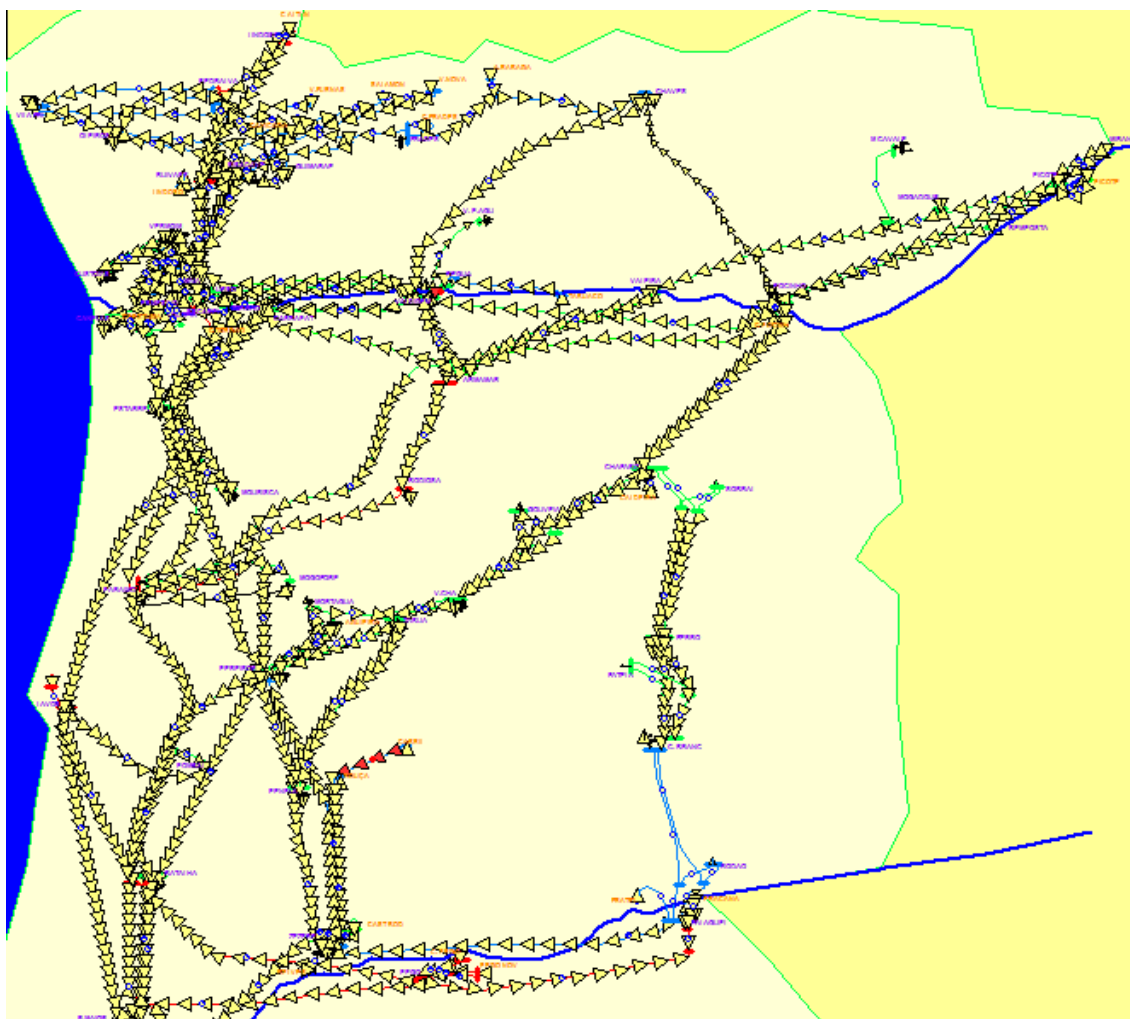


Figura 4.35 - Figura demonstrativa do trânsito de potência verificado na simulação em PowerWorld, na zona Norte e centro do país.

Capítulo 5. Conclusões

Neste trabalho é proposta uma metodologia para resolver o problema da coordenação hidrotérmica a curto prazo. Este método permite obter custos-sombra de água em centrais hídricas com armazenamento, através dos custos-sombra de água é possível obter os custos marginais de curto prazo no sistema hidrotérmico. A metodologia baseia-se na técnica de programação linear e pode ser aplicada na solução de sistema eléctricos de energia de grande porte, tais como a RNT.

A metodologia proposta para resolver o problema da coordenação hidrotérmica foi implementado num programa computacional desenvolvido em *Microsoft Excel 2010* e aplicado com sucesso na solução de redes de teste de pequeno e grande porte. No primeiro caso o programa foi aplicado a rede de 24 barramentos do IEEE, posteriormente o mesmo foi aplicado a Rede Nacional de Transporte em 2010. Nestas duas redes foram realizadas várias simulações, simulações para vários valores de carga total do sistema, simulações para vários valores de caudais dos afluentes, simulações para vários parâmetros técnicos dos grupos de produção e simulações dos custos totais de operação para sistemas com a coordenação hidrotérmica e para sistemas unicamente térmicos.

Da análise dos resultados obtidos através das simulações, pode-se concluir que diminuindo os parâmetros técnicos dos grupos geradores de produção reduzimos os custos de produção desses mesmos grupos, logo tratando-se de um despacho económico esses grupos estarão com prioridade na produção de energia eléctrica sobre os grupos com custos de produção mais elevados. Nas simulações com vários valores de caudais dos afluentes, verificou-se que com o aumento do valor dos caudais, os custos-sombra de água diminuam, aumentando por sua vez a produção das centrais hídricas. Esta relação vai de encontro com a teoria, de que quanto menor for um caudal de um central hídrica, maior é o risco na decisão de produzir energia eléctrica com esse mesmo caudal. Nas simulações com vários valores de carga, foram simulados diagramas de carga de 24 horas, sendo que a cada 1h correspondia um valor de carga do sistema. A partir da análise dos dados obtidos nestas simulações, verificou-se que o valor das perdas do sistema, não se encontravam de acordo com os valores indicados no documento da REN, que caracteriza a RNT em 2010. A diferença no valor das perdas do sistema deve-se a um conjunto de factores, tais como: diferenças nos valores que constituem a matriz dos coeficientes B, o facto de estes não variarem com a variação do potência, o facto de

a tensão nos barramentos e o factor de potência dos grupo geradores não variarem, uma vez que não era considerada a forma com a carga total do sistema se distribuía pelos vários pontos de entrega da RNT. Nas simulações com vários valores de carga, foi também possível verificar que os custos marginais das centrais produtoras de energia eléctrica se mantinham muito próximos do valor final do Lagrangiano do sistema, e que a condição imposta pela Equação 3.58 se verificava. Quanto às simulações para análise dos custos totais de operação de um sistema com coordenação hidrotérmica e de um sistema puramente térmico, através dos dados recolhidos, conclui-se que no despacho económico com coordenação hidrotérmica as centrais térmicas começam por produzir energia eléctrica para a base do diagrama de cargas. Quando a procura por energia eléctrica começa a aumentar tanto as centrais térmicas como as centrais hídricas vão aumentando as suas produções, mas são as centrais hídricas nesta fase, as principais responsáveis por garantir energia eléctrica suficiente que garanta o balanço de potência activa do sistema. Assim sendo, quando a carga varia muito, as centrais hídricas dão resposta à procura por energia eléctrica. Como estas centrais não têm custos de combustível, o custo total de operação do sistema não varia muito. Por outro lado, nos sistemas unicamente térmicos, quando a carga varia muito, as centrais térmicas vêm-se obrigadas a aumentar significativamente as suas produções, o que se reflecte em custos muito elevados com o combustível, ou seja, em custos elevados de operação do sistema.

Por fim, e para completar a ferramenta desenvolvida, foi realizada uma simulação em *PowerWorld Simulator 8.0*, com os valores obtidos em um dos despachos económicos determinados pelo programa desenvolvido em *Microsoft Excel 2010*, com o objectivo de analisar o trânsito de potência que daí adveio. Dessa simulação conclui-se que existiam duas linhas onde o trânsito de potência excedia os limites das linhas, em 116% e 125%, as restantes linhas estavam todas dentro dos limites de potência das mesmas. No restante trânsito de potência é de realçar a grande afluência de potência no norte, do interior para o exterior, devido ao grande número de centrais hídricas existentes no rio Douro, e ao grande número de cargas existente na cidade do Porto. Verificou-se também uma grande afluência no trânsito de potência do norte para a zona centro do país, pois nesta zona existem poucas centrais produtoras de energia eléctrica, e as existentes possuem limites de produção muito baixos. Na zona Sul do país verificou-se a existência de uma grande componente térmica, que assenta em 4 centrais, a central do Ribatejo, as centrais do Pego (Pego e Pego Novo), e a central de Sines. Sendo a central do Alqueva a única central hidroeléctrica nesta zona.

A partir de todas as simulações levadas a cabo e da análise dos resultados que daí advieram, podemos concluir que a metodologia apresentada para resolver o problema da coordenação hidrotérmica, com base na programação linear pode ser muito precisa e eficiente. Que o modelo consegue capturar as características mais relevantes dos sistemas reais de grande porte sem necessidade de grandes meios computacionais e grandes tempos de processamento.

Bibliografia

- Bai, X. e Shahidehpour, S. M. 1996.** IEEE Transactions on Power Systems. *Hydro-thermal by Tabu search and decomposition method*. May de 1996.
- Barbosa, F. Maciel. 2006.** Exploração de Sistema Eléctricos de Energia. 13 de Março de 2006.
- Bazarraa, Mokhtar, Jarvis, John e Sherali, Hanif. 2010.** *Linear Programming and Network Flows*. New York : Wiley, 2010.
- Beleza Carvalho, José António.** Despacho da Produção. *Despacho Económico da Produção*.
- Carvalho, José António. 2010.** Apontamentos da unidade curricular - Operação e Planeamento de Sistemas Eléctricos de Energia. *Despacho Económico com Perdas - Método dos coeficientes B*. 2010.
- Cruz, G. 1994.** Dissertação de Mestrado. *Planejamento da Operação Energética de Longo Prazo em Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. 1994.
- Cruz, G. e Soares, S. 1996.** IEEE Transactions on Power Systems. *Non-uniform composite representation of hydroelectric systems for long-term hydrothermal scheduling*. May de 1996.
- Deterministic versus stochastic models for long term hydrothermal scheduling.* **Zambelli, M., et al. 2006.** 2006. Power Engineering Society General Meeting.
- Expósito, Gómez. 2006.** *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. s.l. : Concepción Fernández Madrid, 2006. 84-481-3592-X.
- Faria, Fernando. 2003.** O Sistema Electroprodutor da EDP. Outubro de 2003.
- Ferrero, R.W., Rivera, J.F. e Shahidehpour, S.M. 1998.** IEEE Transactions on Power Systems. *A dynamic programming two-stage algorithm for long-term hydrothermal scheduling of multireservoir systems*. November de 1998.
- Goldberg, Marco, Pacca, Henrique e Luna, Loureiro. 2005.** *Optimização Combinatória e Programação Linear*. s.l. : Campus, 2005.
- Gomes, Nuno. 2010.** Optimização e Métodos de Decisão em Sistemas de Energia. *Optimização nos Sistemas de Energia*. 2010.
- Grainger, John J. e Setevenson Jr, W. D. 1994.** *Power System Analysis*. s.l. : McGraw-Hill, 1994. 0-07-113338-0.
- Iria, José. 2011.** Despacho Económico. 11 de Março de 2011, pp. 1-2.
- Jimenez, N. e Conejo, A. 1999.** IEEE Transactions on Power Systems. *Short-term hydro-thermal coordination by Lagrangian relaxation: solution of the dual problem*. February de 1999.
- Kagan, Nelson, Kagan, Henrique e Oliveira, Carlos. 2009.** *Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Eléctricos de Potência*. s.l. : Edgard Blucher, 2009.

- Liang, R. e HSU, Y. 1996.** IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. *Short-term hydro scheduling using Hopfield neural network*. May de 1996.
- Long-term hydro-thermal coordination via hydro and thermal subsystem decomposition.*
- Conejo, A. e Medina, J. 1994.** 1994. Mediterranean Electrotechnical Conference.
- Madureira, Carlos e Baptista, Victor. 2002.** Hidroelectricidade em Portugal. *Memória e Desafio*. REN, 2002.
- Martinez, L. e Soares, S. 2004.** IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. *Primal and dual stochastic dynamic programming in long term hydrothermal scheduling*. October de 2004.
- Mendes de Sousa, Jorge Alberto. 2009.** Apointamentos da disciplina Mercados de Energia. ISEL. 2009.
- . **2005.** Economia de Energia. *Despacho Económico de Grupos Térmicos de Produção de Energia Eléctrica*. Dezembro de 2005.
- Mendes, V.M.F , et al. 1998.** Short-Term Resource Scheduling In Hydrothermal Power Systems By Lagrangian Relaxation. *An Approach For Dual Variable Updating*. IEEE, 1998.
- Murty, P.S.R. 2008.** *Operation and Control in Power Systems*. Berlin : BS Publications, 2008.
- Naresh, R. e Sharma, J. 2000.** IEEE Transactions on Power Systems. *Hydro system scheduling using ANN approach*. May de 2000.
- Nogueira, Teresa. 2008.** Produção de Energia Electrica. *Sistemas Eléctricos de Energia 1* . 2008.
- Oliveira, José Fernando. 1998.** Utilização do Solver do Excel. Maio de 1998.
- Pastor, L. 2005.** Dissertação de Mestrado. *Estratégias Evolutivas no planeamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. 2005.
- Pereira, M.V.F., Campodonico, N. e Kelman, R. 1998.** Long-term hydro scheduling based on stochastic models. September de 1998.
- Piekutowski, M.R., Litwinowicz, T. e Frowd, R.J. 1994.** IEEE Transactions on Power Systems. *Optimal short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system*. May de 1994.
- Rede Eléctrica Nacional, S.A. 2011.** Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2010. Março de 2011.
- REN. 2006.** Produtores Divisão Planeamento de Centros. [ed.] REN S.A. *Potencial Hidroeléctrico Nacional - Importância sócio-económica e ambiental do seu desenvolvimento*. Novembro de 2006.
- Salam, M.S., Nor, K.M. e Hamdam, A.R. 1998.** IEEE Transaction on Power Systems. *Hydrothermal scheduling based Lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination*. February de 1998.

Shahidehopour, M. e Young, F. 2005. IEEE Power and Energy Magazine. *Benders decomposition: applying Benders decomposition to power systems*. 2005.

Sucena Paiva, José Pedro. 2007. *Redes de Energia Eléctrica uma Análise Sistemática*. 2ª. Lisboa : Instituto Superior Técnico, 2007. 978-972-8469-66-5.

Wood, A. e Wollenberg, B. 1996. *Power Generation, Operation, and Control*. 2ª. s.l. : John Willey & Sons, 1996.

Zoumas, C.E., et al. 2004. IEEE Transactions on Power Systems. *A genetic algorithm solution approach to the hydrothermal coordination problem*. August de 2004.

Anexos

Anexo A.1 – Código em VB

Anexo A.2 – Macros

Anexo A.3 – Tabela da produção de cada central na simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Verão de 2010.

Anexo A.4 – Tabela da produção de cada central na simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno de 2010.

A.1 - Código em VB

A.1.1 – Código em VB do botão “Inserir Dados”

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
Dim xs As Worksheet  
Dim ws As Worksheet  
Set xs = Worksheets("Inicio")  
Set ws = Worksheets("Calculos")  
'copia os dados para as celulas  
xs.Cells(4, 3).Value = Me.TextBox1.Value  
xs.Cells(8, 3).Value = Me.TextBox3.Value  
ws.Cells(46, 4).Value = Me.TextBox3.Value  
'Limpa os campos TextBox para inserir novos dados  
Me.TextBox1.Value = ""  
Me.TextBox3.Value = ""  
End Sub
```

A.1.2 – Código em VB do botão “Guardar”

```
Private Sub CommandButton2_Click()  
ActiveWorkbook.Save  
End Sub
```

A.1.3 - Código em VB do botão “Página Seguinte”

```
Private Sub CommandButton4_Click()  
UserFormRNT: UserFormRNT.MultiPage1.Value = 1  
End Sub
```

A.1.4 - Código em VB do botão “Página Anterior”

```
Private Sub CommandButton7_Click()  
UserFormRNT: UserFormRNT.MultiPage1.Value = 0  
End Sub
```

A.1.5 - Código em VB do botão “Sair”

```
Private Sub CommandButton10_Click()  
Unload Me  
End Sub
```

A.1.6 - Código em VB do botão “Calcular Despacho”

```
Private Sub CommandButton5_Click()  
Application.Run " ArbitrarnovoLagrangiano.ArbitrarnovoLagrangiano"  
Application.Run " SolverMacro.SolverMacro"  
End Sub
```

A.1.7 - Código em VB do botão “Guardar Resultados”

```
Private Sub CommandButton9_Click()  
Application.Run "GuardarResultados.GuardarResultados"  
Application.Run "Guardarvaloresdeproduçãoporcentral"  
Application.Run "Guardarvaloresdaagua.Guardarvaloresdaagua"  
End Sub
```

A.1.8 - Código em VB do botão “Inserir Caudais”

```
Private Sub CommandButton2_Click()  
Dim ms As Worksheet  
Set ms = Worksheets("Geradores")  
'copia os dados para as celulas  
ms.Cells(5, 10).Value = Me.TextBox1.Value  
ms.Cells(6, 10).Value = Me.TextBox2.Value  
ms.Cells(7, 10).Value = Me.TextBox3.Value  
ms.Cells(8, 10).Value = Me.TextBox4.Value  
ms.Cells(9, 10).Value = Me.TextBox5.Value  
ms.Cells(10, 10).Value = Me.TextBox6.Value  
ms.Cells(11, 10).Value = Me.TextBox7.Value  
ms.Cells(12, 10).Value = Me.TextBox8.Value  
ms.Cells(13, 10).Value = Me.TextBox9.Value  
ms.Cells(14, 10).Value = Me.TextBox10.Value  
ms.Cells(15, 10).Value = Me.TextBox11.Value  
ms.Cells(16, 10).Value = Me.TextBox12.Value  
ms.Cells(17, 10).Value = Me.TextBox13.Value  
ms.Cells(18, 10).Value = Me.TextBox14.Value  
ms.Cells(19, 10).Value = Me.TextBox15.Value  
ms.Cells(20, 10).Value = Me.TextBox16.Value  
ms.Cells(21, 10).Value = Me.TextBox17.Value  
ms.Cells(22, 10).Value = Me.TextBox18.Value  
ms.Cells(23, 10).Value = Me.TextBox19.Value  
ms.Cells(24, 10).Value = Me.TextBox20.Value  
ms.Cells(25, 10).Value = Me.TextBox21.Value  
ms.Cells(26, 10).Value = Me.TextBox22.Value  
ms.Cells(27, 10).Value = Me.TextBox23.Value  
ms.Cells(28, 10).Value = Me.TextBox24.Value  
ms.Cells(29, 10).Value = Me.TextBox25.Value  
ms.Cells(30, 10).Value = Me.TextBox26.Value  
ms.Cells(31, 10).Value = Me.TextBox27.Value
```

```
'Limpa os campos TextBox para inserir novos dados
Me.TextBox1.Value = ""
Me.TextBox2.Value = ""
Me.TextBox3.Value = ""
Me.TextBox4.Value = ""
Me.TextBox5.Value = ""
Me.TextBox6.Value = ""
Me.TextBox7.Value = ""
Me.TextBox8.Value = ""
Me.TextBox9.Value = ""
Me.TextBox10.Value = ""
Me.TextBox11.Value = ""
Me.TextBox12.Value = ""
Me.TextBox13.Value = ""
Me.TextBox14.Value = ""
Me.TextBox15.Value = ""
Me.TextBox16.Value = ""
Me.TextBox17.Value = ""
Me.TextBox18.Value = ""
Me.TextBox19.Value = ""
Me.TextBox20.Value = ""
Me.TextBox21.Value = ""
Me.TextBox22.Value = ""
Me.TextBox23.Value = ""
Me.TextBox24.Value = ""
Me.TextBox25.Value = ""
Me.TextBox26.Value = ""
Me.TextBox27.Value = ""
End Sub
```

A.1.9 - Código em VB do botão “Ver Gráficos”

```
Private Sub CommandButton6_Click()
Dim Grafico As Object
Dim Grafico2 As Object
Dim ArquivoImagem As String
Dim ArquivoImagem2 As String
'Atribui os Gráficos as variáveis
Set Grafico = Sheets("Gráficos").ChartObjects(1).Chart
Set Grafico2 = Sheets("Gráficos").ChartObjects(2).Chart
'Define as medidas dos Gráficos
Grafico.Parent.Width = 570
Grafico.Parent.Height = 220
Grafico2.Parent.Width = 340
Grafico2.Parent.Height = 180
'Definir o nome do arquivo e Guardar gráficos como arquivo GIF
ArquivoImagem = ThisWorkbook.Path & Application.PathSeparator & "temp5.gif"
    Grafico.Export Filename:=ArquivoImagem, FilterName:="GIF"
ArquivoImagem2 = ThisWorkbook.Path & Application.PathSeparator & "temp6.gif"
    Grafico2.Export Filename:=ArquivoImagem2, FilterName:="GIF"
'Carrega os gráficos que foram guardados
Image3.Picture = LoadPicture(ArquivoImagem)
Image2.Picture = LoadPicture(ArquivoImagem2)
End Sub
```

A.1.10 – Código em VB que permite visualizar a tabela com todos os dados do programa no formulário.

```
Dim rng As Range
With ThisWorkbook.Worksheets("Gráficos")
Set rng = .Range("A18:L56")
Me.ListBox8.ColumnCount = rng.Columns.Count
Me.ListBox8.RowSource = rng.Address(, , , True, rng.Parent.Range("A18"))
End With
```

A.1.11 - Código em VB que permite visualizar o gráfico do diagrama de cargas do programa no formulário.

```
Dim Grafico3 As Object
Dim ArquivoImagem3 As String
'Atribui os Gráficos as variáveis
Set Grafico3 = Sheets("Output").ChartObjects(1).Chart
'Define as medidas dos Gráficos
Grafico3.Parent.Width = 650
Grafico3.Parent.Height = 345
'Definir o nome do arquivo e Guardar gráficos como arquivo GIF
ArquivoImagem3 = ThisWorkbook.Path & Application.PathSeparator & "temp7.gif"
    Grafico3.Export Filename:=ArquivoImagem3, FilterName:="GIF"
'Carrega os gráficos que foram guardados
Image4.Picture = LoadPicture(ArquivoImagem3)
```

A.1.12 - Código em VB que permite visualizar a tabela com os inputs e outputs do programa no formulário.

```
Dim rng As Range
With ThisWorkbook.Worksheets("Gráficos")
Set rng = .Range("A18:L56")
Me.ListBox8.ColumnCount = rng.Columns.Count
Me.ListBox8.RowSource = rng.Address(, , , True, rng.Parent.Range("A18"))
End With
```

A.1.13 - Código em VB que permite visualizar os gráficos da variação dos custos-sombra de água e da potência produzida pelas centrais hídricas do programa, no formulário.

```
Dim Grafico4 As Object
Dim Grafico5 As Object
Dim ArquivoImagem4 As String
Dim ArquivoImagem5 As String
'Atribui os Gráficos as variáveis
Set Grafico4 = Sheets("V.Água").ChartObjects(1).Chart
Set Grafico5 = Sheets("V.Água").ChartObjects(2).Chart
'Define as medidas dos Gráficos
Grafico4.Parent.Width = 600
Grafico4.Parent.Height = 210
Grafico5.Parent.Width = 600
Grafico5.Parent.Height = 210
'Definir o nome do arquivo e Guardar gráficos como arquivo GIF
ArquivoImagem4 = ThisWorkbook.Path & Application.PathSeparator & "temp8.gif"
    Grafico4.Export Filename:=ArquivoImagem4, FilterName:="GIF"
ArquivoImagem5 = ThisWorkbook.Path & Application.PathSeparator & "temp9.gif"
    Grafico5.Export Filename:=ArquivoImagem5, FilterName:="GIF"
'Carrega os gráficos que foram guardados
Image5.Picture = LoadPicture(ArquivoImagem4)
Image6.Picture = LoadPicture(ArquivoImagem5)
```

A.2 – Macros

A.2.1 – Macro “ArbitrarnovoLagrangiano”

```
Sub ArbitrarnovoLagrangiano()
' Arbitra o valor do lagrangiano até que se verifique o balanço de potência
  Sheets("Calculos").Range("E247").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Sheets( _
    "Calculos").Range("D46")
End Sub
```

A.2.2 - Macro “GuardarResultados”

```
Sub GuardarResultados()
Dim iRow As Long
Dim ws As Worksheet
Dim zs As Worksheet
Dim xs As Worksheet
Dim cs As Worksheet
Set ws = Worksheets("Output")
Set zs = Worksheets("Gráficos")
Set xs = Worksheets("Calculos")
Set cs = Worksheets("Inicio")

iRow = ws.Cells.Find(What:="", SearchOrder:=xlRows, _
  SearchDirection:=xlPrevious, LookIn:=xlValues).Row + 1

' copia os dados para as celulas
ws.Cells(iRow, 1).Value = cs.Cells(4, 3).Value 'Carga
ws.Cells(iRow, 2).Value = cs.Cells(10, 3).Value 'Factor de Potência
ws.Cells(iRow, 3).Value = cs.Cells(6, 3).Value 'Sbase
ws.Cells(iRow, 4).Value = cs.Cells(8, 3).Value 'Lagrangiano Inicial
ws.Cells(iRow, 5).Value = zs.Cells(20, 3).Value 'Perdas do sistema
ws.Cells(iRow, 6).Value = zs.Cells(56, 5).Value 'Soma das Potências
ws.Cells(iRow, 7).Value = xs.Cells(247, 5).Value 'Balanço de Potência
ws.Cells(iRow, 8).Value = xs.Cells(46, 4).Value 'Lagrangiano
ws.Cells(iRow, 9).Value = zs.Cells(56, 12).Value 'Custo total

End Sub
```

A.2.3 – Macro “SolverMacro”

```
Sub SolverMacro()
'Custo-Sombra de água da central PG1
SolverReset
SolverOk SetCell:="$E$53", MaxMinVal:=2, ValueOf:=0, ByChange:="$F$53", Engine _
  :=1, EngineDesc:="GRG Nonlinear"
SolverAdd CellRef:="$E$53", Relation:=2, FormulaText:="$D$53"
SolverOk SetCell:="$E$53", MaxMinVal:=2, ValueOf:=0, ByChange:="$F$53", Engine _
  :=1, EngineDesc:="GRG Nonlinear"
SolverSolve True
```

A.2.4 – Macro “Guardarvaloresdaagua”

```

Sub Guardarvaloresdaagua()
Dim iRow As Long
Dim ds As Worksheet
Dim es As Worksheet
Dim fs As Worksheet
Set ds = Worksheets("V.Água")
Set es = Worksheets("Gráficos")
Set fs = Worksheets("Calculos")
iRow = ds.Cells.Find(What:="*", SearchOrder:=xlRows, _
    SearchDirection:=xlPrevious, LookIn:=xlValues).Row + 1
'copia os dados para as celulas
ds.Cells(iRow, 1).Value = fs.Cells(53, 4).Value 'Caudal dos afluentes
ds.Cells(iRow, 2).Value = fs.Cells(53, 6).Value 'Valor da água PG1
ds.Cells(iRow, 3).Value = es.Cells(20, 5).Value 'Produção de PG1
ds.Cells(iRow, 4).Value = fs.Cells(54, 6).Value 'Valor da água PG2
ds.Cells(iRow, 5).Value = es.Cells(21, 5).Value 'Produção de PG2
ds.Cells(iRow, 6).Value = fs.Cells(55, 6).Value 'Valor da água PG3
ds.Cells(iRow, 7).Value = es.Cells(22, 5).Value 'Produção de PG3
ds.Cells(iRow, 8).Value = fs.Cells(58, 6).Value 'Valor da água PG6
ds.Cells(iRow, 9).Value = es.Cells(25, 5).Value 'Produção de PG6
    ds.Cells(iRow, 10).Value = fs.Cells(60, 6).Value 'Valor da água PG8
ds.Cells(iRow, 11).Value = es.Cells(27, 5).Value 'Produção de PG8
ds.Cells(iRow, 12).Value = fs.Cells(65, 6).Value 'Valor da água PG13
ds.Cells(iRow, 13).Value = es.Cells(32, 5).Value 'Produção de PG13
ds.Cells(iRow, 14).Value = fs.Cells(67, 6).Value 'Valor da água PG15
ds.Cells(iRow, 15).Value = es.Cells(34, 5).Value 'Produção de PG15
ds.Cells(iRow, 16).Value = fs.Cells(70, 6).Value 'Valor da água PG18
ds.Cells(iRow, 17).Value = es.Cells(37, 5).Value 'Produção de PG18
ds.Cells(iRow, 18).Value = fs.Cells(73, 6).Value 'Valor da água PG21
ds.Cells(iRow, 19).Value = es.Cells(40, 5).Value 'Produção de PG21
ds.Cells(iRow, 20).Value = fs.Cells(74, 6).Value 'Valor da água PG22
ds.Cells(iRow, 21).Value = es.Cells(41, 5).Value 'Produção de PG22
ds.Cells(iRow, 22).Value = fs.Cells(75, 6).Value 'Valor da água PG23
ds.Cells(iRow, 23).Value = es.Cells(42, 5).Value 'Produção de PG23
ds.Cells(iRow, 24).Value = fs.Cells(76, 6).Value 'Valor da água PG24
ds.Cells(iRow, 25).Value = es.Cells(43, 5).Value 'Produção de PG24
ds.Cells(iRow, 26).Value = fs.Cells(77, 6).Value 'Valor da água PG25
ds.Cells(iRow, 27).Value = es.Cells(44, 5).Value 'Produção de PG25
End Sub

```

A.2.5 – Macro “ChamarFormulario”

```

Sub ChamarFormulario()
UserFormRNT.Show
End Sub

```

A.2.6 – Macro “Guardarvaloresdeproduçãooporcentral”

```

Sub Guardarvaloresdeproduçãooporcentral ()
Dim iRow As Long
Dim ws As Worksheet
Dim xs As Worksheet
Set ws = Worksheets ("VProdução")
Set xs = Worksheets ("Gráficos")

iRow = ws.Cells.Find(What:="", SearchOrder:=xlRows, _
    SearchDirection:=xlPrevious, LookIn:=xlValues).Row + 1

'copia os dados para as celulas
ws.Cells(iRow, 1).Value = xs.Cells(20, 2).Value 'Carga
ws.Cells(iRow, 2).Value = xs.Cells(20, 5).Value 'PG1
ws.Cells(iRow, 3).Value = xs.Cells(21, 5).Value 'PG2
ws.Cells(iRow, 4).Value = xs.Cells(22, 5).Value 'PG3
ws.Cells(iRow, 5).Value = xs.Cells(23, 5).Value 'PG4
ws.Cells(iRow, 6).Value = xs.Cells(24, 5).Value 'PG5
ws.Cells(iRow, 7).Value = xs.Cells(25, 5).Value 'PG6
ws.Cells(iRow, 8).Value = xs.Cells(26, 5).Value 'PG7
ws.Cells(iRow, 9).Value = xs.Cells(27, 5).Value 'PG8
ws.Cells(iRow, 10).Value = xs.Cells(28, 5).Value 'PG9
ws.Cells(iRow, 11).Value = xs.Cells(29, 5).Value 'PG10
ws.Cells(iRow, 12).Value = xs.Cells(30, 5).Value 'PG11
ws.Cells(iRow, 13).Value = xs.Cells(31, 5).Value 'PG12
ws.Cells(iRow, 14).Value = xs.Cells(32, 5).Value 'PG13
ws.Cells(iRow, 15).Value = xs.Cells(33, 5).Value 'PG14
ws.Cells(iRow, 16).Value = xs.Cells(34, 5).Value 'PG15
ws.Cells(iRow, 17).Value = xs.Cells(35, 5).Value 'PG16
ws.Cells(iRow, 18).Value = xs.Cells(36, 5).Value 'PG17
ws.Cells(iRow, 19).Value = xs.Cells(37, 5).Value 'PG18
ws.Cells(iRow, 20).Value = xs.Cells(38, 5).Value 'PG19
ws.Cells(iRow, 21).Value = xs.Cells(39, 5).Value 'PG20
ws.Cells(iRow, 22).Value = xs.Cells(40, 5).Value 'PG21
ws.Cells(iRow, 23).Value = xs.Cells(41, 5).Value 'PG22
ws.Cells(iRow, 24).Value = xs.Cells(42, 5).Value 'PG23
ws.Cells(iRow, 25).Value = xs.Cells(43, 5).Value 'PG24

ws.Cells(iRow, 26).Value = xs.Cells(44, 5).Value 'PG25
ws.Cells(iRow, 27).Value = xs.Cells(45, 5).Value 'PG26
ws.Cells(iRow, 28).Value = xs.Cells(46, 5).Value 'PG27
ws.Cells(iRow, 29).Value = xs.Cells(47, 5).Value 'PG28
ws.Cells(iRow, 30).Value = xs.Cells(48, 5).Value 'PG29
ws.Cells(iRow, 31).Value = xs.Cells(49, 5).Value 'PG30
ws.Cells(iRow, 32).Value = xs.Cells(50, 5).Value 'PG31
ws.Cells(iRow, 33).Value = xs.Cells(51, 5).Value 'PG32
ws.Cells(iRow, 34).Value = xs.Cells(52, 5).Value 'PG33
ws.Cells(iRow, 35).Value = xs.Cells(53, 5).Value 'PG34
ws.Cells(iRow, 36).Value = xs.Cells(54, 5).Value 'PG35
ws.Cells(iRow, 37).Value = xs.Cells(55, 5).Value 'PG36

End Sub

```

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

A.3 - Tabela da produção de cada central na simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Verão

Carga	PG1	PG2	PG3	PG4	PG5	PG6	PG7	PG8	PG9	PG10	PG11	PG12	PG13	PG14	PG15
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
4400	92,52	90,69	102,34	256,85	179,63	103,77	32,87	97,74	29,06	30,63	19,06	25,82	104,00	153,74	95,63
3900	70,39	69,07	80,17	219,39	146,91	79,41	26,19	74,63	22,67	24,21	15,73	20,99	81,38	124,27	73,47
3600	57,12	56,11	66,87	196,92	127,29	64,79	22,18	60,76	18,83	20,36	13,73	18,09	67,81	106,59	60,17
3400	48,27	47,46	58,01	181,95	114,20	55,05	19,51	51,52	16,28	17,79	12,40	16,16	58,77	94,81	51,31
3500	52,70	51,78	62,44	189,43	120,74	59,92	20,84	56,14	17,56	19,08	13,07	17,13	63,29	100,70	55,74
3400	48,27	47,46	58,01	181,95	114,20	55,05	19,51	51,52	16,28	17,79	12,40	16,16	58,77	94,81	51,31
3300	43,85	43,14	53,58	174,46	107,66	50,18	18,17	46,90	15,00	16,51	11,74	15,19	54,24	88,92	46,88
4000	74,82	73,40	84,60	226,88	153,46	84,28	27,53	79,25	23,94	25,49	16,40	21,95	85,90	130,16	77,90
5200	127,93	125,29	137,82	316,80	232,00	142,77	43,57	134,73	39,28	40,91	24,39	33,54	140,20	200,90	131,11
5800	154,51	151,25	164,44	361,78	271,29	172,03	51,60	162,49	46,96	48,62	28,39	39,34	167,36	236,29	157,77
6200	172,23	168,57	182,20	391,78	297,49	191,54	56,95	180,99	52,07	53,76	31,05	43,21	185,47	259,89	175,47
6500	185,52	181,55	195,52	414,28	317,15	206,17	60,97	194,88	55,91	57,62	33,05	46,11	199,06	277,59	188,77
6300	176,66	172,89	186,64	399,28	304,04	196,42	58,29	185,62	53,35	55,05	31,72	44,17	190,00	265,79	179,99
6500	185,52	181,55	195,52	414,28	317,15	206,17	60,97	194,88	55,91	57,62	33,05	46,11	199,06	277,59	188,77
6600	189,95	185,88	199,96	421,78	323,70	211,05	62,31	199,51	57,19	58,90	33,72	47,07	203,59	283,49	193,29
6500	185,52	181,55	195,52	414,28	317,15	206,17	60,97	194,88	55,91	57,62	33,05	46,11	199,06	277,59	188,77
6300	176,66	172,89	186,64	399,28	304,04	196,42	58,29	185,62	53,35	55,05	31,72	44,17	190,00	265,79	179,99
6200	172,23	168,57	182,20	391,78	297,49	191,54	56,95	180,99	52,07	53,76	31,05	43,21	185,47	259,89	175,47
5900	158,94	155,58	168,88	369,28	277,84	176,91	52,94	167,11	48,23	49,90	29,05	40,31	171,89	242,19	162,19
5800	154,51	151,25	164,44	361,78	271,29	172,03	51,60	162,49	46,96	48,62	28,39	39,34	167,36	236,29	157,77
5600	145,65	142,60	155,57	346,79	258,19	162,27	48,92	153,23	44,40	46,05	27,06	37,41	158,31	224,49	148,88
5800	154,51	151,25	164,44	361,78	271,29	172,03	51,60	162,49	46,96	48,62	28,39	39,34	167,36	236,29	157,77
5600	145,65	142,60	155,57	346,79	258,19	162,27	48,92	153,23	44,40	46,05	27,06	37,41	158,31	224,49	148,88
5000	119,08	116,64	128,95	301,81	218,90	133,02	40,90	125,48	36,73	38,34	23,06	31,61	131,15	189,11	122,22

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

Carga	PG19	PG20	PG21	PG22	PG23	PG24	PG25	PG26	PG27	PG28	PG29	PG30	PG31	PG32	PG33
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
4400	30,08	33,18	96,80	98,98	99,10	95,90	88,51	117,17	28,15	192,84	245,46	344,13	97,17	138,95	243,13
3900	26,17	28,63	75,00	77,39	77,55	74,96	67,85	89,74	24,43	191,67	243,13	341,35	95,77	137,47	241,13
3600	23,82	25,90	61,92	64,44	64,62	62,40	55,45	73,28	22,19	190,97	241,74	339,69	94,93	136,59	239,13
3400	22,25	24,09	53,20	55,81	56,00	54,03	47,19	62,31	20,71	190,51	240,82	338,59	94,38	136,00	238,13
3500	23,03	25,00	57,56	60,13	60,31	58,22	51,32	67,80	21,45	190,74	241,28	339,14	94,65	136,29	239,13
3400	22,25	24,09	53,20	55,81	56,00	54,03	47,19	62,31	20,71	190,51	240,82	338,59	94,38	136,00	238,13
3300	21,47	23,18	48,85	51,50	51,70	49,85	43,06	56,83	19,96	190,28	240,36	338,04	94,10	135,71	238,13
4000	26,95	29,54	79,36	81,71	81,86	79,15	71,98	95,22	25,17	191,90	243,60	341,90	96,05	137,76	241,13
5200	36,35	40,46	131,69	133,53	133,60	129,42	121,59	161,07	34,11	194,73	249,23	348,62	99,45	141,34	246,13
5800	41,06	45,92	157,87	159,45	159,49	154,56	146,41	194,02	38,58	196,17	252,09	352,03	101,17	143,15	248,13
6200	44,19	49,56	175,33	176,74	176,75	171,34	162,96	215,99	41,56	197,13	254,01	354,32	102,32	144,37	250,13
6500	46,55	52,30	188,43	189,71	189,70	183,92	175,38	232,47	43,80	197,86	255,45	356,05	103,20	145,29	251,13
6300	44,98	50,47	179,70	181,06	181,07	175,53	167,10	221,48	42,31	197,38	254,49	354,90	102,61	144,68	250,13
6500	46,55	52,30	188,43	189,71	189,70	183,92	175,38	232,47	43,80	197,86	255,45	356,05	103,20	145,29	251,13
6600	47,33	53,21	192,80	194,03	194,02	188,11	179,52	237,96	44,54	198,11	255,94	356,63	103,49	145,60	252,13
6500	46,55	52,30	188,43	189,71	189,70	183,92	175,38	232,47	43,80	197,86	255,45	356,05	103,20	145,29	251,13
6300	44,98	50,47	179,70	181,06	181,07	175,53	167,10	221,48	42,31	197,38	254,49	354,90	102,61	144,68	250,13
6200	44,19	49,56	175,33	176,74	176,75	171,34	162,96	215,99	41,56	197,13	254,01	354,32	102,32	144,37	250,13
5900	41,84	46,83	162,24	163,77	163,81	158,76	150,55	199,51	39,32	196,41	252,57	352,60	101,46	143,46	249,13
5800	41,06	45,92	157,87	159,45	159,49	154,56	146,41	194,02	38,58	196,17	252,09	352,03	101,17	143,15	248,13
5600	39,49	44,10	149,14	150,81	150,86	146,18	138,14	183,04	37,09	195,69	251,13	350,89	100,59	142,55	248,13
5800	41,06	45,92	157,87	159,45	159,49	154,56	146,41	194,02	38,58	196,17	252,09	352,03	101,17	143,15	248,13
5600	39,49	44,10	149,14	150,81	150,86	146,18	138,14	183,04	37,09	195,69	251,13	350,89	100,59	142,55	248,13
5000	34,78	38,64	122,96	124,89	124,98	121,04	113,32	150,09	32,62	194,26	248,29	347,50	98,88	140,74	245,13

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

A.4 - Tabela da produção de cada central na simulação do pico máximo de potência solicitada a rede no Inverno

Carga [MW]	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	PG4 [MW]	PG5 [MW]	PG6 [MW]	PG7 [MW]	PG8 [MW]	PG9 [MW]	PG10 [MW]	PG11 [MW]	PG12 [MW]	PG13 [MW]	PG14 [MW]	PG15 [MW]
4000	74,82	73,40	84,60	226,88	153,46	84,28	27,53	79,25	23,94	25,49	16,40	21,95	85,90	130,16	77,90
3900	70,39	69,07	80,17	219,39	146,91	79,41	26,19	74,63	22,67	24,21	15,73	20,99	81,38	124,27	73,47
3800	65,97	64,75	75,74	211,90	140,37	74,54	24,85	70,00	21,39	22,93	15,07	20,02	76,86	118,38	69,03
3700	61,54	60,43	71,31	204,41	133,83	69,67	23,52	65,38	20,11	21,64	14,40	19,06	72,33	112,49	64,60
3750	63,76	62,59	73,52	208,16	137,10	72,10	24,18	67,69	20,75	22,28	14,73	19,54	74,59	115,43	66,82
3900	70,39	69,07	80,17	219,39	146,91	79,41	26,19	74,63	22,67	24,21	15,73	20,99	81,38	124,27	73,47
4200	83,67	82,04	93,47	241,86	166,54	94,03	30,20	88,49	26,50	28,06	17,73	23,89	94,95	141,95	86,76
5100	123,51	120,97	133,38	309,30	225,45	137,89	42,24	130,11	38,00	39,62	23,72	32,58	135,67	195,01	126,60
6000	163,37	159,91	173,32	376,78	284,39	181,78	54,28	171,74	49,51	51,19	29,72	41,28	176,42	248,09	166,50
6600	189,95	185,88	199,96	421,78	323,70	211,05	62,31	199,51	57,19	58,90	33,72	47,07	203,59	283,49	193,20
6800	198,81	194,54	208,84	436,79	336,81	220,81	64,99	208,76	59,75	61,47	35,05	49,01	212,65	295,29	202,10
7000	207,68	203,20	217,72	451,80	349,91	230,57	67,66	218,02	62,31	64,05	36,38	50,94	221,71	307,09	210,90
6400	181,09	177,22	191,08	406,78	310,60	201,30	59,63	190,25	54,63	56,33	32,39	45,14	194,53	271,69	184,30
6500	185,52	181,55	195,52	414,28	317,15	206,17	60,97	194,88	55,91	57,62	33,05	46,11	199,06	277,59	188,70
6400	181,09	177,22	191,08	406,78	310,60	201,30	59,63	190,25	54,63	56,33	32,39	45,14	194,53	271,69	184,30
6500	185,52	181,55	195,52	414,28	317,15	206,17	60,97	194,88	55,91	57,62	33,05	46,11	199,06	277,59	188,70
6400	181,09	177,22	191,08	406,78	310,60	201,30	59,63	190,25	54,63	56,33	32,39	45,14	194,53	271,69	184,30
7000	207,68	203,20	217,72	451,80	349,91	230,57	67,66	218,02	62,31	64,05	36,38	50,94	221,71	307,09	210,90
7100	212,11	207,53	222,16	459,30	356,47	235,45	69,00	222,65	63,59	65,33	37,05	51,91	226,24	313,00	215,40
7200	216,54	211,86	226,60	466,81	363,02	240,33	70,34	227,28	64,87	66,62	37,72	52,88	230,77	318,90	219,80
6800	198,81	194,54	208,84	436,79	336,81	220,81	64,99	208,76	59,75	61,47	35,05	49,01	212,65	295,29	202,10
6100	167,80	164,24	177,76	384,28	290,94	186,66	55,62	176,37	50,79	52,47	30,39	42,24	180,95	253,99	171,00
5300	132,36	129,62	142,26	324,29	238,55	147,65	44,91	139,36	40,56	42,19	25,06	34,51	144,73	206,80	135,50
4500	96,95	95,02	106,77	264,34	186,18	108,65	34,21	102,36	30,33	31,92	19,73	26,78	108,52	159,63	100,00

Despacho Económico de um SEE com Coordenação Hidrotérmica

Carga	PG19	PG20	PG21	PG22	PG23	PG24	PG25	PG26	PG27	PG28	PG29	PG30	PG31	PG32	PG
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[M
4000	26,95	29,54	79,36	81,71	81,86	79,15	71,98	95,22	25,17	191,90	243,60	341,90	96,05	137,76	241
3900	26,17	28,63	75,00	77,39	77,55	74,96	67,85	89,74	24,43	191,67	243,13	341,35	95,77	137,47	241
3800	25,38	27,72	70,64	73,08	73,24	70,78	63,72	84,25	23,68	191,44	242,67	340,80	95,49	137,18	240
3700	24,60	26,81	66,28	68,76	68,93	66,59	59,59	78,77	22,94	191,20	242,21	340,24	95,21	136,88	240
3750	24,99	27,27	68,46	70,92	71,09	68,68	61,65	81,51	23,31	191,32	242,44	340,52	95,35	137,03	240
3900	26,17	28,63	75,00	77,39	77,55	74,96	67,85	89,74	24,43	191,67	243,13	341,35	95,77	137,47	241
4200	28,52	31,36	88,08	90,34	90,48	87,53	80,25	106,19	26,66	192,37	244,53	343,02	96,61	138,36	242
5100	35,57	39,55	127,33	129,21	129,29	125,23	117,46	155,58	33,36	194,50	248,76	348,06	99,16	141,04	245
6000	42,62	47,74	166,60	168,09	168,12	162,95	154,69	205,00	40,07	196,65	253,05	353,18	101,74	143,76	249
6600	47,33	53,21	192,80	194,03	194,02	188,11	179,52	237,96	44,54	198,11	255,94	356,63	103,49	145,60	252
6800	48,90	55,03	201,53	202,68	202,66	196,50	187,80	248,95	46,03	198,59	256,91	357,78	104,07	146,21	253
7000	50,47	56,85	210,27	211,33	211,29	204,89	196,08	259,94	47,53	199,08	257,88	358,95	104,66	146,83	253
6400	45,76	51,38	184,06	185,38	185,39	179,72	171,24	226,98	43,05	197,62	254,97	355,47	102,90	144,98	251
6500	46,55	52,30	188,43	189,71	189,70	183,92	175,38	232,47	43,80	197,86	255,45	356,05	103,20	145,29	251
6400	45,76	51,38	184,06	185,38	185,39	179,72	171,24	226,98	43,05	197,62	254,97	355,47	102,90	144,98	251
6500	46,55	52,30	188,43	189,71	189,70	183,92	175,38	232,47	43,80	197,86	255,45	356,05	103,20	145,29	251
6400	45,76	51,38	184,06	185,38	185,39	179,72	171,24	226,98	43,05	197,62	254,97	355,47	102,90	144,98	251
7000	50,47	56,85	210,27	211,33	211,29	204,89	196,08	259,94	47,53	199,08	257,88	358,95	104,66	146,83	253
7100	51,26	57,76	214,63	215,65	215,61	209,09	200,22	265,44	48,27	199,33	258,37	359,53	104,95	147,14	254
7200	52,04	58,67	219,00	219,98	219,93	213,28	204,36	270,94	49,02	199,57	258,86	360,11	105,25	147,45	254
6800	48,90	55,03	201,53	202,68	202,66	196,50	187,80	248,95	46,03	198,59	256,91	357,78	104,07	146,21	253
6100	43,41	48,65	170,97	172,42	172,44	167,14	158,82	210,50	40,81	196,89	253,53	353,75	102,03	144,07	250
5300	37,14	41,37	136,05	137,85	137,92	133,61	125,73	166,56	34,85	194,97	249,71	349,19	99,73	141,64	246
4500	30,87	34,09	101,16	103,29	103,42	100,09	92,65	122,65	28,89	193,08	245,93	344,69	97,46	139,25	243