



**FEUP** Universidade do Porto  
Faculdade de Engenharia

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**PLANEAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA  
ELECTROPRODUTOR EM AMBIENTE DE MERCADO**

**Adelino Jorge Coelho Pereira**

*Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Área Científica de Sistemas de Energia  
pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*

Tese submetida à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**Porto, Fevereiro 2010**



Tese realizada sob a orientação científica do

**João Paulo Tomé Saraiva**

Professor Associado com Agregação do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



## **Dedicatória**

Aos meus filhos, Francisco e Mateus de 5 e 3 anos, aos quais não pude dispensar toda a atenção amor e carinho que lhes era devido.



## **Agradecimentos**

Gostaria de expressar a minha gratidão a todas as pessoas que directa ou indirectamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Em primeiro lugar, quero salientar que é com profunda admiração e estima que dirijo um especial agradecimento ao meu Orientador Científico Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, pelo apoio, incentivo e disponibilidade que me facultou ao longo dos últimos anos, ajudando-me muito a esclarecer dúvidas e a ultrapassar dificuldades que me foram surgindo durante a realização deste trabalho.

Agradeço aos Professores do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, pelo ensinamento transmitido ao longo da minha formação académica em particular ao Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa e ao Professor Doutor António Sepúlveda Machado e Moura.

Agradeço ao Professor Doutor José Américo dias Pinto, professor aposentado do Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEE), do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra (ISEC), por me ter incentivado a iniciar os trabalhos de doutoramento e por ter sido um dos impulsionadores da minha carreira de investigação.

Agradeço a todos os meus colegas do ISEC que contribuíram, de uma maneira ou outra, para a criação das condições necessárias à realização deste trabalho. Agradeço igualmente aos membros do Conselho do DEE, aos membros da Comissão Científica do DEE, do Conselho Científico do ISEC e à direcção do ISEC por todo apoio concedido.

Agradeço ao meu amigo João Pedro pelo apoio prestado ao longo da realização deste trabalho.

Agradeço aos meus primos Ana e Pedro pelo apoio familiar prestado ao longo destes últimos anos e pela revisão dos textos deste trabalho.

À minha família, em especial aos meus filhos e à Rita pela compreensão e apoio, aos meus pais e irmãos, pela amizade, estímulo e pela importância que sempre deram à minha formação.





Este trabalho foi desenvolvido no âmbito da bolsa de investigação concedida pela FCT - Fundação para a Ciência e a Tecnologia – com a referência SFRH / BD / 29243 / 2006, financiada pelo POS\_C – Desenvolver Competências – Medida 1.2.

## **FCT** Fundação para a Ciência e a Tecnologia

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR Portugal





## **Resumo**

Nesta Tese foi analisado o processo de reestruturação do sector eléctrico que deu origem à separação das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização. A actividade de produção passou a realizar-se num ambiente mais competitivo, mais arriscado e mais incerto. Uma das áreas de decisão críticas no âmbito deste processo de reestruturação corresponde ao planeamento da expansão da capacidade de produção de energia eléctrica, em que se decide que tipo de tecnologias instalar, qual a capacidade a instalar e qual a calendarização da instalação das novas unidades.

Nesta Tese é descrita uma metodologia de suporte à decisão para investimentos em novas unidades de produção a longo prazo. Esta metodologia permite ter em conta a perspectiva individual dos agentes investidores, assim como a evolução do funcionamento do sector eléctrico de uma forma global. O objectivo de cada agente consiste em maximizar o seu lucro ao longo do horizonte de planeamento. Assim, torna-se necessário incorporar a volatilidade dos preços dos combustíveis e do preço de mercado da electricidade, do consumo de energia eléctrica, e dos lucros previstos, com base na evolução do preço da energia eléctrica resultante do funcionamento do mercado, dos custos de construção e dos custos de funcionamento e de manutenção. Devido às incertezas associadas ao valor de diversos parâmetros ao longo do horizonte de planeamento e às especificidades associadas às unidades de produção, o problema resultante tem carácter combinatório, inteiro e estocástico. Para o resolver foram utilizados Algoritmos Genéticos, associados a funções de distribuição de probabilidades e ao método de simulação de Monte Carlo. A dinâmica associada ao funcionamento do sector eléctrico foi modelizada utilizando Sistemas Dinâmicos que permitem caracterizar a evolução do preço da energia eléctrica, o consumo, o factor de utilização das diversas tecnologias e a influência da entrada/saída de serviço de unidades de produção. Estas informações são utilizadas por cada um dos agentes investidores para definir os novos investimentos em capacidade de produção.

As metodologias desenvolvidas são aplicadas a um caso de estudo com o qual se pretende simular um ambiente próximo do real. Os resultados obtidos permitem retirar conclusões qualitativas e quantitativas relativamente aos aspectos mais relevantes e que mais influenciam o processo de decisão de novos investimentos em capacidade de produção, assim como validar a sua aplicação prática de modo a estabelecer as bases para um processo de decisão mais informado e conduzindo a soluções mais robustas e seguras.



## **Abstract**

In this Thesis it was analyzed the restructuring process of the electricity sector that originated the separation of the generation, transmission, distribution and retailing activities. In the scope of this process, the generation activity is now developed in a more competitive, risky and uncertain environment. One of the critical areas in this process corresponds to the generation expansion planning. In this type of problems each agent builds its own plan deciding on what technologies to install, on what is the capacity to install and on what is the calendar to install the new units.

In this scope, in this Thesis it is developed an approach to help electricity generation agents to build long term generation expansion plans in new generation capacity. This approach retains the individual perspective of each agent as well as the evolution of the entire sector along the planning horizon. The objective of each agent is to maximize its own profits along the horizon dealing with the volatility of fuel costs, of the market electricity price, of the demand, based on the possible evolution of the electricity price and of the building, operation and maintenance costs. Given the uncertainties associated to several parameters along the planning horizon and to the particular characteristics of the candidate generation technologies, the resulting optimization problem is combinatorial, integer and stochastic. The solution strategy of this long term planning problem involved the use of Genetic Algorithms, of probability distribution functions and of the Monte Carlo simulation method. On the other hand, the dynamic of the operation of generation systems was modeled using Dynamic Systems that are used to characterize the evolution of the electricity price, of the demand, of the utilization factor of each technology and the impact of the commissioning / decommissioning of generation units. This information is then used by each investor to select its investments along time and to build its expansion plan.

The developed approaches are applied to a Case Study with which one aims at replicating a realistic generation system. The obtained results lead both to qualitative and quantitative conclusions regarding the most relevant aspects that impact on the decision process regarding the selection and timing of new investments as well as validating the practical application of these approaches in order to establish the basis to a more informed decision process able to build more robust and secure solutions.



## Résumé

Dans le cadre de cette Thèse on a analysé le processus de restructuration du secteur électrique qui a conduit à la désagrégation des activités de production, transport, distribution et commercialisation. L'activité de production est aujourd'hui développée dans un environnement plus compétitif, plus risqué et plus incertain. L'un des champs de décision critique dans ce processus de restructuration correspond à la planification de la expansion de la capacité de production d'énergie électrique, où on doit décider quel est le type de technologie à utiliser, quel est la capacité à installer et quel est le moment plus adéquat pour l'installation de nouvelles centrales de production.

Dans ce travail on a présenté une méthodologie d'aide à la décision dans le cadre de la planification à long terme l'investissement en nouvelles centrales de production. Cette méthodologie permet avoir une perspective individuelle de chaque acteur, bien comme l'évolution du fonctionnement du secteur électrique dans une perspective globale. L'objectif de chaque acteur est de maximiser ses profits pendant l'horizon de planification. Ainsi, il est nécessaire de prendre en compte la volatilité des prix des combustibles et du prix de marché de l'électricité, de l'énergie électrique consommée, et des profits prévus, basé sur l'évolution du prix de l'énergie électrique résultant du fonctionnement du marché, des coûts de construction et des coûts de d'exploitation et d'entretien des installations de production. Etant caractérisés les incertitudes qui affectent les divers paramètres pendant l'horizon de planification et les caractéristiques spécifiques des centrales de production, ce problème est de nature combinatoire, entier et stochastique. Pour la résolution de ce problème ont a utilisés les Algorithmes Génétiques, associées à des fonctions de distribution de probabilité et à la méthode de simulation de Monte Carlo. La dynamique associée à l'exploitation du secteur électrique a été modélisée par des Systèmes Dynamiques qui permettent caractériser l'évolution du prix de l'électricité, la puissance consommée, le coefficient d'utilisation des différentes technologies et l'influence de l'entrée / sortie de service des centrales de production. Ces informations sont utilisées par chacun des acteurs pour définir ces investissements en capacité de production.

Les méthodologies développées sont appliquées dans un cas d'étude dans lequel on désire simuler un environnement proche de la réalité. Les résultats de la recherche permettent de tirer des conclusions qualitatives et quantitatives relativement aux aspects les plus importants et qui ont impact dans la prise de décision des nouveaux investissements en capacité de production, ainsi comme valider son application pratique pour d'établir les bases d'un processus de décision plus informée et conduisant à des solutions plus robustes et plus sûres.





## Índice

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>xxiii</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xxvii</b>
<b>SIMBOLOGIA.....</b>	<b>xxix</b>
<b>CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 - Motivação e posicionamento do problema.....	3
1.2 – Objectivos.....	5
1.3 - Estrutura da Tese.....	9
<b>CAPÍTULO II - REESTRUTURAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO.....</b>	<b>11</b>
2.1 - Considerações gerais.....	13
2.2 - Novos modelos para o sector eléctrico.....	16
2.2.1 – Generalidades.....	16
2.2.2 - Tipos de mercados.....	22
2.2.2.1 – Modelo em Pool.....	22
2.2.2.2 - Contratos bilaterais.....	26
2.3 - Modelo Misto.....	30
2.4 - Diferentes metodologias de regulação.....	31
2.4.1 - Regulação por custo de serviço ou taxa de remuneração.....	34
2.4.2 - Regulação por incentivo ou desempenho.....	36
2.4.2.1 - Regulação por limites nos preços, RPI-X.....	36
2.4.2.2 - Regulação por limites nos proveitos.....	38
2.4.2.3 - Regulação por comparação.....	39

2.5 - Reestruturação do sector eléctrico em alguns países e regiões.....	40
2.5.1 - Reestruturação do sector eléctrico no Reino Unido.....	40
2.5.2 - Reestruturação do sector nos Países Nórdicos.....	44
2.5.3 - Reestruturação do sector eléctrico na Califórnia.....	48
2.5.4 - Directivas Europeias.....	51
2.5.5 - Reestruturação do sector eléctrico na Península Ibérica.....	57
2.5.5.1 - Sector eléctrico de Espanha.....	57
2.5.5.2 - Sector eléctrico em Portugal.....	62
2.5.6 - O Mercado Ibérico de energia eléctrica.....	67
2.6 - Conclusões.....	70
<b>CAPÍTULO III - INVESTIMENTO EM CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>73</b>
3.1 - Introdução.....	75
3.2 - O planeamento numa estrutura monopolista.....	79
3.3 - O efeito da reestruturação no processo de planeamento.....	81
3.4 - Metodologias de planeamento em ambiente monopolista.....	83
3.4.1 - Aspectos gerais.....	83
3.4.2 - Programação linear.....	83
3.4.3 - Métodos de decomposição.....	86
3.4.4 - Optimização Estocástica.....	87
3.4.5 - Programação linear multi-objectivo.....	89
3.4.6 - Algoritmos Genéticos.....	92
3.4.7 - Outras publicações.....	95
3.5 - Metodologias de planeamento em ambiente competitivo.....	95
3.5.1 - Aspectos gerais.....	95
3.5.2 - Algoritmos Genéticos.....	95
3.5.3 - Modelos de Equilíbrio.....	98
3.5.4 - Optimização Dinâmica Estocástica.....	100
3.5.5 - Sistemas Dinâmicos.....	102
3.5.6 - Outras publicações.....	104

3.6 - Conclusões.....	105
<b>CAPÍTULO IV - MODELIZAÇÃO DO PROBLEMA DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR.....</b>	<b>107</b>
4.1 - Introdução.....	109
4.2 - Modelo para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor a longo prazo.....	114
4.3 - Algoritmos de solução utilizando Algoritmos Genéticos.....	130
4.3.1 - Aspectos gerais.....	130
4.3.2 - Aplicação PELPSE.....	132
4.4 - Análise de Coordenação.....	144
4.4.1 - Descrição geral.....	144
4.4.2 - Condições a considerar.....	146
4.5 - Análise de sensibilidade dos planos de expansão.....	155
4.6 - Conclusões.....	164
<b>CAPÍTULO V - MODELOS PARA A SIMULAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO SECTOR ELÉCTRICO NUM AMBIENTE COMPETITIVO</b>	<b>169</b>
5.1 - Introdução.....	171
5.2 - Modelo de Cournot.....	174
5.3 - Utilização dos Sistemas Dinâmicos para simular o mercado de electricidade...	178
5.3.1 - Aspectos gerais.....	178
5.3.2 - Sistemas Dinâmicos.....	179
5.3.3 - Modelo genérico do funcionamento do sector eléctrico.....	186
5.3.4 - Modelização do fornecimento da energia eléctrica considerando diferentes tecnologias.....	187
5.3.4.1 - Descrição geral.....	187
5.3.4.2 - Centrais térmicas.....	188
5.3.4.3 - Parques eólicos.....	194
5.3.4.4 - Centrais hídricas.....	200
5.3.4.5 - Modelo dinâmico para o cálculo da evolução da produção considerando todas as unidades do sistema.....	203
5.3.5 - Modelo dinâmico para a evolução da taxa de crescimento do consumo anual de energia eléctrica.....	204

5.3.6 - Modelo dinâmico para a evolução do consumo anual de energia eléctrica.....	210
5.3.7 - Modelo dinâmico para a evolução do preço da energia eléctrica.....	214
5.3.8 - Estrutura completa do modelo dinâmico para a simulação do funcionamento do sector eléctrico.....	217
5.4 – Conclusões.....	218
<b>CAPÍTULO VI - EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS DESENVOLVIDAS.....</b>	<b>221</b>
6.1 - Aspectos gerais.....	223
6.2 - Sistema inicial.....	224
6.3 - Caso base.....	230
6.3.1 - Dados.....	230
6.3.2 - Resultados do plano de expansão para o caso base.....	241
6.4 - Estudos de sensibilidade em relação ao caso base.....	248
6.4.1 - Avaliação económica de um investimento.....	248
6.4.2 - Análise de sensibilidade relativa a uma unidade produtora.....	251
6.4.3 - Influência da variação dos custos de investimento.....	253
6.4.4 - Influência da variação do custo de exploração.....	255
6.4.5 - Influência da alteração da evolução do consumo.....	259
6.5 - Conclusões.....	262
<b>CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....</b>	<b>267</b>
7.1 – Conclusões.....	269
7.2 – Perspectivas de desenvolvimentos futuros.....	273
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>277</b>
<b>ANEXO A - GENERATION EXPANSION PLANNING IN COMPETITIVE MARKETS.....</b>	<b>291</b>

<b>ANEXO B - GENERATION EXPANSION PLANNING PROBLEM CONSIDERING UNCERTAINTY.....</b>	<b>299</b>
<b>ANEXO C - PROBABILISTIC POWER GENERATION EXPANSION PLANNING IN A COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET.....</b>	<b>309</b>
<b>ANEXO D - MODELING LONG-TERM UNCERTAINTIES IN GENERATION INVESTMENT PROJECTS IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS.....</b>	<b>319</b>
<b>ANEXO E - DECISION SUPPORT TOOL FOR GENERATION EXPANSION PLANNING IN COMPETITIVE MARKETS USING SYSTEM DYNAMICS MODELS.....</b>	<b>327</b>
<b>ANEXO F - A DECISION SUPPORT SYSTEM FOR GENERATION EXPANSION PLANNING IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS.....</b>	<b>337</b>



## Lista de Figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico.....	14
Figura 2.2 - Nova estrutura do sector eléctrico.....	17
Figura 2.3 - Funcionamento de um Pool simétrico.....	24
Figura 2.4 - Funcionamento de um Pool assimétrico.....	25
Figura 2.5 - Representação gráfica de um contrato às diferenças.....	30
Figura 2.6 - Estrutura do modelo misto para o sector eléctrico.....	31
Figura 2.7 - Evolução histórica do mercado de energia eléctrica dos países nórdicos.....	44
Figura 2.8 - Representação do funcionamento do Operador de Mercado [CNE02]...	59
Figura 2.9 - Representação do funcionamento do Operador do Sistema [CNE02]...	60
Figura 2.10- Constituição do sistema eléctrico nacional.....	63
Figura 3.1 - Estrutura para o modelo de resolução do problema do planeamento do sistema electroprodutor.....	99
Figura 4.1 - Representação da estrutura da metodologia desenvolvida para o apoio a decisão para novos investimentos em capacidade de produção e avaliação do funcionamento do sector eléctrico.....	112
Figura 4.2 - Representação da FDP Log-normal e histograma de frequência de ocorrência dos preços de energia para o período correspondente a esta FDP.....	118
Figura 4.3 - Representação da FDP normal e histograma de frequência para a variação da taxa de juros.....	124
Figura 4.4 - Representação da FDP normal e histograma de frequência para os valores do custo fixo anual por MW.ano.....	125
Figura 4.5 - Fluxograma parcial do AG implementado na aplicação computacional.	134
Figura 4.6 - Exemplo de cruzamento num ponto.....	137
Figura 4.7 - Exemplo de mutação por troca simples.....	137
Figura 4.8 - Estrutura adoptada para a transferência de indivíduos entre populações.....	139

Figura 4.9 - Fluxograma da primeira fase do AG implementado na aplicação computacional.....	141
Figura 4.10- Fluxograma da segunda fase do AG implementado na aplicação computacional.....	142
Figura 4.11 - Níveis a considerar no desenvolvimento do PELPSE.....	145
Figura 4.12- Estrutura do diagrama de cargas classificado do sistema para um ano...	148
Figura 4.13- FDP acumulada para o diagrama de cargas classificado para um ano....	151
Figura 4.14- Fluxograma para a simulação de Monte Carlo para determinar os índices de fiabilidade.....	154
Figura 4.15- Estrutura da metodologia utilizada para calcular o VAL e a TIR.....	159
Figura 4.16- FDP normal e histograma de frequências para o VAL.....	161
Figura 4.17- Representação da FDP acumulada para o VAL.....	162
Figura 4.18- Representação da FDP acumulada para a TIR.....	163
Figura 4.19- Estudo de sensibilidade para o VAL.....	164
Figura 5.1 - Estrutura de funcionamento e respectivas interligações entre os diferentes modelos desenvolvidos.....	172
Figura 5.2 - Estruturas utilizadas para a definição de diagramas causais.....	182
Figura 5.3 - Diagrama de Stock e Fluxos.....	183
Figura 5.4 - Diagrama causal para a representação das interações existentes no sector eléctrico.....	187
Figura 5.5 - Curva de consumo de combustível/produção para uma unidade térmica.....	189
Figura 5.6 - Função de custo/produção linearizada para uma unidade térmica.....	190
Figura 5.7 - Representação da curva custo/produção por troços para uma unidade térmica.....	190
Figura 5.8 - Função custo marginal de produção normalizada para uma unidade de produção térmica.	191
Figura 5.9 - Estrutura do modelo dinâmico para a simulação da produção de uma central térmica.....	192
Figura 5.10- Função custo/produção normalizada para uma unidade de produção térmica e para diferentes valores do custo dos combustíveis.....	193
Figura 5.11 - Estrutura do modelo dinâmico para a simulação da produção eólica.	196
Figura 5.12- Resultado da simulação para um ano considerando produção semanal dos Parques Eólicos.....	197
Figura 5.13- Representação do modelo para a simulação dinâmica da Produção dos Parques Eólicos.....	198



Figura 5.14 - Evolução da produção eólica por ano para um período de simulação de 20 anos.....	200
Figura 5.15 - Representação do modelo para a simulação dinâmica da produção proveniente das centrais hídricas de albufeira.....	201
Figura 5.16 - Representação do modelo para a simulação dinâmica da produção proveniente das centrais hídricas de fio de água.....	203
Figura 5.17 - Representação do modelo para a simulação dinâmica da produção total do sistema e respectivas interligações com os restantes modelos.....	204
Figura 5.18 - Modelo para a simulação dinâmica da evolução da taxa de crescimento do consumo.....	206
Figura 5.19 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para $\delta = 0,2$ e $\eta = 0,2$ .....	208
Figura 5.20 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para $\delta = 0,2$ e $\eta = 0,5$ .....	208
Figura 5.21 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para $\delta = 0,2$ e $\eta = 1$ .....	208
Figura 5.22 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para $\delta = 0,5$ e $\eta = 0,2$ .....	209
Figura 5.23 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para $\delta = 1$ e $\eta = 0,2$ .....	209
Figura 5.24 - Modelo dinâmico implementado para a determinação da evolução do consumo de Energia Eléctrica.....	211
Figura 5.25 - Representação do modelo implementado para a determinação da evolução dinâmica do Preço da Energia Eléctrica.....	215
Figura 5.26 - Representação do diagrama do modelo global para a simulação dinâmica do funcionamento do sector eléctrico.....	217
Figura 6.1 - Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Carvão_tipo_1.....	228
Figura 6.2 - Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Carvão_tipo_2.....	228
Figura 6.3 - Função custo marginal de produção normalizada para tecnologia Ciclo simples a gás.....	228
Figura 6.4 - Função custo marginal de produção normalizada para tecnologia Ciclo combinado a gás.....	229
Figura 6.5 - Função custo marginal de produção normalizada para tecnologia Fuel.....	229
Figura 6.6 - Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Tec_1.....	231
Figura 6.7 - Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Tec_2.....	231

Figura 6.8 - Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Tec_3.....	232
Figura 6.9 - Evolução do factor de utilização para as unidades hídricas de albufeira para o período total da simulação.....	234
Figura 6.10- Evolução do factor de utilização para as unidades hídricas de fio de água para o período total da simulação.....	234
Figura 6.11 - Evolução do factor de utilização para os parques eólicos para o período total da simulação.....	235
Figura 6.12- Evolução da taxa de crescimento anual do consumo.....	237
Figura 6.13- Evolução do preço médio anual da energia eléctrica.....	244
Figura 6.14- Evolução do factor de utilização para as três tecnologias consideradas para a realização do planeamento.....	245
Figura 6.15 - Evolução da margem de reserva do sistema produtor.....	246
Figura 6.16- Evolução do LOLE.....	246
Figura 6.17- Evolução do consumo.....	247
Figura 6.18- FDP Normal e histograma de frequências para o VAL.....	250
Figura 6.19- Representação da FDP acumulada para o VAL.....	250
Figura 6.20- Representação da FDP acumulada para a TIR.....	251
Figura 6.21 - Estudo de sensibilidade para o VAL.....	252
Figura 6.22- Função custo marginal de produção normalizada para tecnologia 1.....	255
Figura 6.23- Evolução do preço médio anual da energia eléctrica.....	257
Figura 6.24- Evolução do factor de utilização para as três tecnologias consideradas para a realização do exercício de planeamento.....	257
Figura 6.25- Evolução da margem de reserva do sistema produtor.....	258
Figura 6.26- Evolução do LOLE.....	258
Figura 6.27- Evolução do consumo.....	259
Figura 6.28- Evolução do preço médio anual da energia eléctrica.....	261
Figura 6.29- Evolução do factor de utilização para as três tecnologias consideradas para a realização do exercício de planeamento.....	261
Figura 6.30- Evolução da margem de reserva do sistema produtor.....	262
Figura 6.31 - Evolução do LOLE.....	262

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Horizonte de programação das sessões intra-diárias.....	61
Tabela 3.1 - Avaliação do grau de incerteza para uma estrutura monopolista e para uma estrutura competitiva.....	81
Tabela 4.1 - Características da tecnologia.....	160
Tabela 5.1 - Simbologia utilizada para a implementação dos modelos no POWERSIM.....	185
Tabela 5.2 - Evolução da potência a instalar ao longo do período de simulação....	199
Tabela 6.1 - Constituição do parque electroprodutor no período inicial do processo de planeamento.....	225
Tabela 6.2 - Distribuição da capacidade instalada pelos diferentes agentes investidores no período inicial do processo de planeamento.....	227
Tabela 6.3 - Características das três tecnologias candidatas à realização do plano de expansão.....	230
Tabela 6.4 - Definição da potência a instalar em unidades hídricas por cada um dos agentes e respectiva calendarização da entrada em serviço.....	233
Tabela 6.5 - Evolução da potência instalada em parques eólicos ao longo do período planeamento.....	236
Tabela 6.6 - Valores dos parâmetros a utilizar no modelo dinâmico para a evolução da taxa de crescimento do consumo anual.....	237
Tabela 6.7 - Valores dos parâmetros a utilizar na configuração do Algoritmo Genético para a resolução do PELPSE.....	238
Tabela 6.8 - Valores dos parâmetros a utilizar na resolução do PELPSE.....	239
Tabela 6.9 - Resultado do PELPSE para o agente investidor A.....	241
Tabela 6.10 - Resultado do PELPSE para o agente investidor B.....	241
Tabela 6.11 - Resultado do PELPSE para o agente investidor C.....	242
Tabela 6.12 - Resultado final do PELPSE para o agente investidor A.....	243

Tabela 6.13 - Resultado final do PELPSE para o agente investidor B.....	244
Tabela 6.14 - Resultado final do PELPSE para o agente investidor C.....	244
Tabela 6.15 - Características da tecnologia 2.....	249
Tabela 6.16 - Novos valores para os custos de investimento e de capital para a tecnologia 2.....	253
Tabela 6.17 - Resultado do PELPSE para o agente investidor A.....	254
Tabela 6.18 - Resultado do PELPSE para o agente investidor B.....	254
Tabela 6.19 - Resultado do PELPSE para o agente investidor C.....	254
Tabela 6.20 - Resultado do PELPSE para o agente investidor A.....	256
Tabela 6.21 - Resultado do PELPSE para o agente investidor B.....	256
Tabela 6.22 - Resultado do PELPSE para o agente investidor C.....	256
Tabela 6.23 - Evolução do consumo para o horizonte de planeamento considerando uma taxa de crescimento constante (4 %/ano).....	260

## Simbologia

- $Adp_{Ult\_Indi}$  – representa a adaptação do melhor indivíduo obtido na iteração actual;
- $Constr_j$  – representa o custo de construção para a tecnologia  $j$  por MW (€MW);
- $CAcum_{t=0}^i$  – representa a capacidade de produção acumulada pelo investidor  $i$  até ao início do processo de planeamento de expansão do sistema electroprodutor (MW);
- $CAcum_{Total}^i$  – representa o limite máximo para a capacidade de produção acumulada pelo investidor  $i$  no final do processo de planeamento de nova capacidade de produção (MW);
- $Cap\_inst\_TER\_1$  – representa a capacidade instalada na unidade de produção térmica\_1 (MW);
- $Cap\_inst\_PE$  – representa a capacidade instalada em Parques Eólicos (MW);
- $Cap\_inst\_HI\_Alb$  – representa a capacidade instalada nas centrais hídricas com albufeira (MW);
- $CapDisp_{Tn}^i$  – representa o capital disponível para a realização de investimentos do investidor  $i$  no período  $t$  ou no conjunto de períodos  $Tn$  (€);
- $CapUP_j$  – representa a capacidade instalada de cada unidade de produção da tecnologia  $j$  (MW);
- $Ccap_j$  – representa o custo do capital por MW instalado na tecnologia  $j$  devido ao empréstimo (€MW.ano);
- $C_{di}$  – representa o preço da proposta de compra  $i$ ;
- $Cfixos_t^j$  – representa os custos fixos com a operação e exploração da tecnologia  $j$  no período  $t$  (€MW. ano);
- $Cfixos_s$  – representa os custos fixos com a manutenção para a tecnologia  $j$  no subperíodo  $s$  (€MW);
- $C_{gi}$  – representa o preço da proposta de venda  $j$ ;

$C_{i,t}(P_{i,t})$	– representa a função custo de cada uma das unidades de produção do agente produtor $i$ assumida como linear (€MW.h);
$CInst_t$	– representa a capacidade total instalada no período $t$ (MW);
$Cinv_t^j$	– representa o custo de investimento para a tecnologia $j$ no período $t$ (€MW);
$C_{on}$	– representa o consumo de energia eléctrica (MW.h/ano);
$C_{onref0}$	– consumo de referência para o instante inicial de energia eléctrica (MW.h/ano);
$C_{onref}$	– representa o consumo de referência de energia eléctrica (MW.h/ano);
$Cons_t(p_t)$	– representa a função que modeliza o consumo de energia eléctrica para um determinado período $t$ e que é, por seu lado, função do preço $pt$ ;
$Cons_k$	– representa o consumo previsto para o período $k$ (MW.h);
$Cons$	– representa o consumo previsto (MW.h);
$Cons\_máx_t$	– representa a potência de ponta estimada para o período $t$ (MW);
$Cons_t$	– representa o consumo total de energia eléctrica para o período $t$ (MW.h/t);
$Cop_t^j$	– representa o custo de operação e exploração da tecnologia $j$ no período $t$ (€MW.h);
$Cop_s^j$	– representa o custo de operação e exploração para a tecnologia $j$ no subperíodo $s$ (€MW.h);
$Cop\_exp_s$	– representa os custos fixos e variáveis associados à operação e à exploração de uma unidade de produção no subperíodo $s$ (€);
$CTD$	– representa a capacidade total disponível (MW);
$CTD_s$	– representa a capacidade total disponível do sistema (MW);
$CTinst_t$	– representa a capacidade de produção instalada no sistema no período $t$ (MW);
$Custo_j$	– representa a parcela $j$ dos custos a suportar pela companhia $j$ ;
$Dip\_PE$	– representa a disponibilidade dos Parques Eólicos (h/ano);
$Dip\_HI\_Alb$	– representa a disponibilidade proveniente das centrais hídricas com albufeira (h/ano);
$Dip\_TER\_1$	– representa a disponibilidade da unidade de produção térmica_1 (h/ano);
$dz$	– representa um processo de Winner;

$E_{CP}$	– representa o coeficiente de elasticidade do consumo em relação ao preço;
$E(I)$	– representa o valor esperado corrente da função $I$ ;
$Fac_j$	– representa o impacto em $R_{i,t}$ resultante de ocorrer uma variação unitária de $V_j$ ;
$F_R$	– representa a força de regressão para a média;
$fu_t^j$	– representa o factor de utilização para a tecnologia $j$ no período $t$ (h/ano);
$fu_s^j$	– representa o factor de utilização para tecnologia $j$ no sub-período $s$ . (h);
$fu\_TER\_1$	– representa o factor de utilização da unidade de produção térmica_1 [0, ..., 1];
$i$	– representa o índice do agente investidor;
$I$	– representa a função indicadora da ocorrência ou não de corte de carga;
$Inv_0$	– representa o investimento para a implementação da unidade de produção de energia eléctrica realizado até ano inicial (€);
$j$	– representa o tipo da tecnologia considerada no plano de expansão;
$\bar{j}^j$	– representa o valor da capacidade máxima estabelecido para a tecnologia $j$ (MW);
$Luc_t$	– representa o lucro obtido no período $t$ (€ $t$ );
$M$	– representa o número de tecnologias consideradas para o plano de expansão;
$MCapI_{Tn}^i$	– representa a capacidade máxima que o investidor $i$ pode instalar no conjunto das tecnologias candidatas para a realização do plano de expansão no período $t$ ou no conjunto de períodos $Tn$ (MW);
$MCapI_{Tn}^{i,j}$	– representa a capacidade máxima que o investidor $i$ pode instalar no período $t$ ou no conjunto de períodos $Tn$ e na tecnologia $j$ (MW);
$MedAdt_{Nintmed}$	– representa o valor da média da função de adaptação para os melhores indivíduos obtidos nas $Nintmed$ iterações;
$N$	– representa o número de agentes investidores;
$NA$	– representa o número de estados analisados;
$N_d$	– representa o número de propostas de compra;

$N_g$	– representa o número de propostas de venda;
$N_{intmed}$	– representa o número de iterações consideradas no Algoritmo Genético para o cálculo da média da adaptação;
$N_{iter}$	– representa o número de iterações realizadas no Algoritmo Genético;
$N_{iterExt}$	– representa o número de iterações a realizar no segundo ciclo do Algoritmo Genético;
$NTG$	– representa o número total de unidades de produção disponíveis;
$p$	– representa o preço da energia eléctrica (€/MW.h);
$p_t$	– representa o preço da energia eléctrica no período $t$ (€/MW.h);
$P_{icap}$	– representa o preço médio previsto para o pagamento por capacidade disponível para funcionar como reserva para o sistema (€/MW);
$p \cdot (CInst_r - Cons)$	– representa probabilidade de haver corte de carga;
$p_0$	– representa o preço da energia eléctrica no período inicial da simulação (€/MW.h);
$P_{di}$	– representa a proposta de compra $i$ ;
$P_{di}^{max}$	– representa o valor máximo da proposta de compra $i$ ;
$Perc^{max}$	– representa a quota máxima especificada de potência instalada para cada agente investidor (%);
$P_{gj}$	– representa a proposta de venda $j$ ;
$P_{gj}^{max}$	– representa o valor máximo da proposta de venda $j$ ;
$P_{i,t}$	– representa a capacidade instalada do agente $i$ no período $t$ (MW);
$p_i$	– representa o preço unitário a que é vendido o serviço $i$ ;
$\bar{P}_{i,t}$	– representa o preço unitário máximo a que é vendido o serviço $i$ , no período $t$ (ano ou semestre);
$\bar{P}_{i,t-1}$	– representa o preço unitário máximo a que é vendido o serviço $i$ , no período $t-1$ (ano ou semestre);
$p_k$	– representa a probabilidade associada a ocorrência do estado $k$ em que o consumo não é satisfeito;
$Prod\_TER\_1$	– representa a produção proveniente da unidade de produção térmica_1 para um determinado período $t$ (MW.h/t);



$Prod\_PE$	– representa a produção proveniente dos Parques Eólicos para um determinado período $t$ (MW.h/t);
$Prod\_HI\_Alb$	– representa a produção proveniente das centrais hídricas com albufeira para um determinado período $t$ (MW.h/t);
$Prod\_total$	– representa a produção total de energia eléctrica para o período $t$ (MW.h/t);
$p_s$	– representa o preço médio previsto para a energia eléctrica resultante da simulação do funcionamento do mercado da energia para o subperíodo $s$ . (€MW.h);
$p_t$	– representa o preço médio da energia eléctrica no mercado diário para o período horário $t$ (€MW.h);
$p_{icap}$	– representa o preço médio previsto para o pagamento da capacidade disponível para funcionar como reserva para o sistema. (€MW);
$q$	– representa a quantidade de energia negociada no mercado;
$q_i$	– representa o número estimado de unidades do serviço $i$ que serão vendidos;
$r$	– representa a taxa de remuneração fixada pelo regulador;
$R_{i,t}$	– representa a receita regulada estabelecida para empresa $i$ , no período $t$ ;
$R_{i,t-1}$	– representa a receita regulada estabelecida para empresa $i$ , no período $t-1$ ;
$RMt$	– representa a margem de reserva do sistema para o período $t$ (%);
$Rvend\_energia_s$	– representa a receita da venda de energia eléctrica no mercado para cada subperíodo $s$ (€);
$S$	– representa o número de intervalos considerados para discretizar o diagrama de cargas;
$Sim\_est\_fu\_PE$	– representa o sub-modelo para simular o factor de utilização dos Parques Eólicos;
$Sim\_est\_fu\_HI\_Alb$	– representa o sub-modelo para simular o factor de utilização proveniente das centrais hídricas com albufeira;
$Sim\_est\_fu\_HI\_FA$	– representa o sub-modelo para simular o factor de utilização proveniente das centrais hídricas de fio de água;
$t_0$	– representa a taxa de crescimento do consumo para o período inicial (%/ano);
$T$	– representa o número de períodos considerado para a realização do plano de expansão (ano);
$t$	– representa o período em análise (ano);

$T\_ajuste$	– representa o tempo de ajuste para o cálculo das variações nos preços (horas);
$tact_k$	– representa a taxa de actualização considerada para o cálculo do custo de capital no período $k$ (%/ano);
$t_{inf}$	– representa a taxa de inflação (%);
$tactt$	– representa a taxa de actualização considerada para a avaliação do projecto para cada período $t$ (%);
$Tamort$	– representa o período considerado para a realização da amortização do financiamento (ano);
$tc_j$	– representa o número de anos de construção da unidade de produção utilizando a tecnologia $j$ (ano);
$t_{cons\_anual}$	– representa a taxa de crescimento do consumo anual (%/ano);
$t_{LP}$	– representa a taxa de crescimento do consumo prevista para o longo prazo (%/ano);
$Tn$	– representa o número de períodos considerados para a formulação (4.7), (4.8) e (4.10) das restrições (ano);
$Tut$	– representa o tempo de vida útil considerado para a instalação de produção de energia eléctrica. Este tempo varia em função da tecnologia que estamos a considerar (ano);
$U_l$	– representa uma FDA uniforme com os valores mínimo e máximo respectivamente 0 e 1;
$UP_j$	– representa o estado associado a cada unidade de produção;
$Var\_cust\_comb$	– representa a evolução do custo do combustível (€/MW.h);
$Vact$	– representa o valor dos investimentos ou activos cuja remuneração foi aprovada;
$V_j$	– representa os valores de variáveis seleccionadas pela entidade reguladora;
$\bar{x}$	– representa o valor da média para qual $x$ tende a regredir;
$X_t^j$	– representa a capacidade instalada na tecnologia $j$ , avaliada no período $t$ (MW);
$X^j$	– representa a capacidade instalada na tecnologia $j$ para a qual se está a realizar o estudo de sensibilidade (MW);
$X$	– representa o factor de eficiência em (%);
$X_t^{ij}$	– representa a capacidade instalada na tecnologia $j$ pelo investidor $i$ no período $t$ (MW);
$Z$	– representa o factor de ajuste para situações extraordinárias, não dominadas pelas empresas (preço dos combustíveis, clima, ...);

$\beta^{esp}$	– representa o valor $\beta$ especificado;
$\beta_k$	– representa o coeficiente de convergência;
$\delta$	– representa a volatilidade do processo;
$\Delta Cons$	– representa a variação da quantidade consumida;
$\Delta p$	– representa a variação no preço (€MW.h);
$\Delta p_t$	– variação dos preços no período $t$ (€MW.h);
$\varepsilon_t$	– representa a função de distribuição normal;
$\varepsilon$	– representa uma variável aleatória definida por uma função de distribuição de probabilidade normal com média 0 e desvio padrão 1;
$\eta$	– representa a velocidade de regressão do processo para a média;
$\sigma_{E(I)}$	– representa o desvio padrão da amostra de valores esperados de $I$ ;
$\sigma(I)$	– representa o desvio padrão obtido para a amostra de valores de $I$ durante a simulação;
$\Omega_{i,t}(P_{i,t})$	– representa o lucro do produtor $i$ no período $t$ .



**CAPÍTULO I**  
**INTRODUÇÃO**



## **1.1 Motivação e posicionamento do problema**

Nos últimos anos, o sector eléctrico de diversos países tem vindo a ser sujeito a um processo de reestruturação que tem originado a implementação de mecanismos de mercado para a compra / venda de energia eléctrica bem como de alguns serviços auxiliares, tais como reservas e controlo de tensão e potência reactiva. Esta reestruturação tem originado o desmembramento das companhias verticalmente integradas tradicionais em empresas dedicadas à produção de energia eléctrica, empresas dedicadas ao serviço de rede de transporte ou distribuição e entidades comercializadoras. A estes agentes acresce a possibilidade de clientes elegíveis acederem directamente ao mercado grossista, o aparecimento de entidades coordenadoras correspondendo aos operadores de mercado e de sistema e à criação e consolidação de entidades reguladoras que superintendem o funcionamento do sistema, preparam sistemas tarifários e zelam pelo funcionamento adequado das entidades que continuam a actuar em regime de monopólio.

Com o processo de reestruturação do sector eléctrico foram desenvolvidos diferentes modelos. Embora diferentes, partilham os seguintes princípios comuns: separação do transporte e da distribuição em relação à produção e à comercialização, criação de um mercado competitivo nos sectores da produção e da comercialização, manutenção do transporte e da distribuição como monopólios naturais, sendo, no entanto, livre o acesso às redes por parte de agentes produtores e comercializadores.

Neste âmbito, o planeamento da expansão do sistema, quer do ponto de vista da rede de transmissão quer do ponto de vista do sistema electroprodutor não deverá ser descurado, dado o impacto que a ausência destas preocupações poderá ter no futuro. Certamente que o planeamento da expansão de uma actividade exercida de forma competitiva, como a produção de energia eléctrica, será realizado de forma diversa do planeamento centralizado tradicional efectuado pelas companhias verticalmente integradas.

Os objectivos principais associados ao planeamento da expansão de um sistema electroprodutor consistem em determinar quais as tecnologias em que se irá investir, a capacidade a instalar em cada unidade de produção e o momento em que esses investimentos devem ser realizados. Estes problemas correspondem, à partida, a problemas

de optimização que apresentam muitas condicionantes que, ao longo das últimas décadas, têm vindo a ser trabalhadas através de metodologias diferentes. O resultado deste processo de planeamento corresponderá a um conjunto de investimentos distribuídos ao longo de um determinado horizonte temporal que, no seu conjunto, constituem um plano de expansão.

O processo de reestruturação do sector eléctrico teve muitas consequências no processo de planeamento da expansão do sistema electroprodutor por parte dos agentes investidores sendo de destacar, entre elas, o aumento do nível de incerteza. Outra consequência importante do advento dos mercados da electricidade centra-se no facto dos agentes do sector já não se encontrarem protegidos por um escudo regulamentar. Pelo contrário, encontram-se expostos a diferentes riscos e a um grande número de factores afectados por incertezas, muitos dos quais contendo uma natureza exógena. Em [Hobbs\_95] são apresentados alguns dos motivos para o aumento da complexidade do processo de planeamento da expansão do sistema electroprodutor: a existência de diversos agentes investidores a actuar no sector de energia eléctrica, o número crescente de opções para a realização de investimentos, a grande incerteza associada ao crescimento do consumo, a maior volatilidade do mercado dos combustíveis, o desenvolvimento tecnológico e a regulamentação governamental e, finalmente, a inclusão de novos objectivos para além dos custos.

A incerteza crescente na maioria ou em todos os principais *inputs* do processo de planeamento acima discutido, cria a necessidade de alterar a forma como as empresas do sector eléctrico encaram o processo de planeamento. Este facto não significa que devam ser desprezados muitos anos de experiência. No entanto, é necessário alterar a forma como são interpretados os resultados dos modelos tradicionais e, conseqüentemente, devem ser adoptados novos métodos de planeamento.

Nos últimos anos, com a expansão dos movimentos de reestruturação, os agentes que actuam no sector eléctrico e vários investigadores têm-se dedicado à elaboração de estudos com o objectivo de desenvolver metodologias que possam ser utilizadas para apoiar a tomada de decisão no que diz respeito à expansão do sistema electroprodutor, assim como permitir às entidades responsáveis pela supervisão do funcionamento do sector a realização de estudos que permitam acompanhar a evolução do mesmo. O desenvolvimento dessas metodologias tem sido realizado de formas muito diversas, tentando cumprir diferentes



princípios de natureza conceptual e operativa. No entanto, devido à grande complexidade associada à resolução deste tipo de problemas, este continua a ser um importante campo de investigação. Por isto, num contexto bastante actual de evolução do sector eléctrico, permanece uma forte motivação em desenvolver metodologias que ajudem os agentes investidores em nova capacidade de produção a tomar as decisões mais correctas do ponto de vista individual, bem como desenvolver metodologias que permitam simular o funcionamento do sector procurando, desta forma, obter informações que possam apoiar a construção dos planos de expansão individuais e permitirem uma supervisão do funcionamento de sector por parte de entidades reguladoras.

### **1.2 Objectivos**

A reestruturação do sector eléctrico alterou de forma substancial os processos de decisão, nomeadamente ao nível das decisões de investimento em novas unidades de produção de energia eléctrica. Este processo de decisão deixou de corresponder à resolução de um problema de planeamento centralizado a longo prazo e passou a ser realizado por múltiplos agentes económicos que decidem quando, quanto e em quê investir, tendo em conta as suas expectativas, as políticas energéticas em vigor e as incertezas que afectam diversos parâmetros e dados do problema.

O planeamento do sistema electroprodutor inclui cada vez mais incertezas resultantes da existência de diversos agentes a actuar no sistema de energia eléctrica e de diversos outros factores, implicando um aumento da complexidade do mesmo. Estas incertezas são muito importantes para a elaboração do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Num ambiente de mercado competitivo e concorrencial a informação disponível é escassa ou, em alguns casos, inexistente e os agentes intervenientes no processo de planeamento terão de ter este aspecto em consideração.

Algumas das incertezas associadas à tomada de decisão relativamente à expansão do sistema electroprodutor são:

- evolução do consumo;
- evolução do preço dos combustíveis;

- evoluções tecnológicas que irão afectar as unidades utilizadas para a produção de energia eléctrica;
- aspectos regulamentares;
- custo do capital;
- evolução dos preços da energia eléctrica num ambiente de mercado;
- actuação dos agentes concorrentes;
- evolução da potência instalada em unidades de produção que utilizam fontes renováveis;
- planeamento da retirada de serviço de unidades de produção existentes.

Estas incertezas a longo prazo influenciam o lucro de um projecto de investimento, quer directamente como um elemento de custo incerto, quer indirectamente através do preço de mercado da electricidade, ou de ambas as formas. Neste enquadramento, é crucial identificar e internalizar de modo adequado as incertezas que afectam as decisões de investimento em novas unidades de produção.

Assim, o objectivo deste trabalho consiste em analisar o problema da expansão do sistema electroprodutor em ambiente de mercado, considerando a perspectiva individual dos agentes investidores, assim como a evolução do funcionamento do sector eléctrico numa perspectiva global.

Deste modo, foi desenvolvida uma metodologia para modelizar matematicamente o Problema de Expansão a Longo Prazo do Sistema Electroprodutor - PELPSE, com o objectivo de apoiar os agentes investidores em nova capacidade de produção na tomada de decisões relativamente a novos investimentos. Na formulação do PELPSE a ser utilizada pelos agentes investidores que actuam nos mercados de electricidade reestruturados, o objectivo de cada agente consiste em maximizar o seu lucro, ao longo de um horizonte de planeamento, ao mesmo tempo que contribui para o funcionamento seguro do sistema de energia eléctrica, através da competição entre os agentes produtores. A formulação desenvolvida incorpora a volatilidade dos preços dos combustíveis e do preço de mercado da electricidade, do consumo de energia eléctrica, e dos lucros previstos, com base na previsão do preço da energia eléctrica resultante do funcionamento do mercado, dos custos de construção e dos custos de funcionamento e de manutenção. Dada a sua própria

natureza, devem ser tidos explicitamente em conta no modelo de planeamento de expansão do sistema electroprodutor algumas fontes de incerteza que influenciam as acções futuras, como o preço da energia eléctrica, as taxas de crescimento do consumo, os preços dos combustíveis e a disponibilidade dos equipamentos.

A resolução do problema de expansão do sistema electroprodutor não é uma tarefa simples uma vez que se está perante um problema afectado por inúmeras incertezas relativamente ao valor que diversos parâmetros podem vir a assumir ao longo do horizonte de planeamento. Por esta razão, é necessário recorrer a modelos que permitam realizar uma previsão o mais ajustada possível à realidade para a evolução desses valores ao longo do tempo. Por outro lado, estamos perante um problema de optimização com carácter combinatório uma vez que, para cada tecnologia considerada, estarão usualmente disponíveis valores normalizados para as potências a instalar. Em resumo, está-se perante um problema de optimização combinatório, inteiro e estocástico. Para a resolução deste problema são utilizados Algoritmos Genéticos associados à utilização de funções de distribuição de probabilidades para modelizar alguns dos parâmetros a ter em conta na resolução do problema. Desta forma, é possível considerar as incertezas associadas ao valor que esses mesmos parâmetros podem vir a assumir ao longo do período admitido para a realização do planeamento da expansão. Complementarmente, o método de simulação de Monte Carlo foi utilizado de modo a extrair valores das funções de probabilidades consideradas.

Com o objectivo de ajudar os agentes decisores na tomada das decisões de investimento será igualmente apresentada uma metodologia que permite realizar estudos económicos mais aprofundados e uma análise de sensibilidade aplicada a uma unidade de produção em particular. Estes estudos de sensibilidade permitem obter informações mais abrangentes sobre os investimentos planeados, bem como obter uma visão mais aprofundada das perspectivas associadas a esses investimentos, tendo em conta as incertezas consideradas mais importantes e que mais poderão influenciar os investimentos planeados.

Na metodologia desenvolvida, foi considerada a existência de um nível de coordenação em que, tendo em conta os planos de expansão individuais preparados pelos agentes investidores, são verificadas restrições de segurança assim como associadas a políticas regulatórias relativas ao funcionamento seguro e fiável do sector. Como exemplo, nesta

fase serão verificados os níveis mínimo e máximo de reserva para a potência instalada em cada período considerado para o planeamento, bem como as quotas máximas de potência instalada relativamente a cada investidor. Nesta fase será igualmente verificado o nível de fiabilidade associado a cada período do horizonte de planeamento, calculando para cada um deles o valor esperado de horas em que o sistema não será capaz de alimentar a potência de ponta. Nesta fase poderão ainda ser especificadas capacidades máximas ou mínimas que se admite instalar para cada uma das tecnologias consideradas disponíveis para a realização dos planos de investimento.

Considerando a existência de vários agentes a participarem no sector eléctrico, as decisões tomadas por cada um deles, podem provocar alterações no desempenho dos outros. A dinâmica associada a estas alterações é influenciada e determinada pelas decisões tomadas pelos diversos agentes que actuam no sector, constituintes da própria estrutura sistémica e pelas políticas que regem estas decisões. Assim sendo, apresentam-se dois modelos que permitem realizar a simulação do mercado de energia eléctrica utilizando, em primeiro lugar, o Modelo de Cournot e, em seguida, um modelo de simulação dinâmica do mercado de energia eléctrica utilizando Sistemas Dinâmicos. O modelo utilizando Sistemas Dinâmicos permite obter informações importantes, como por exemplo a evolução dos preços da energia eléctrica, margens de reservas, factores de utilização para as diferentes tecnologias que constituem o parque electroprodutor, a influência associada à instalação de nova capacidade de produção de energia eléctrica através de diferentes tecnologias, a saída de serviço de instalações de produção e a influência no funcionamento do sector devido à adopção de novas medidas regulatórias. Estas informações serão utilizadas no planeamento individual a realizar por cada um dos agentes investidores para a definição de novos investimentos em capacidade de produção.

Em resumo, o objectivo a atingir com este trabalho consiste em desenvolver um modelo que possa ser utilizado por agentes produtores (investidores) de forma individual ou por órgãos reguladores, mas modelizando todos os agentes produtores que actuam no mercado. Para cada agente é resolvido um problema individual de expansão sendo avaliados os resultados agregados numa fase de coordenação que procura verificar se a evolução global do parque produtor verifica um conjunto de indicadores macro relativos à segurança e fiabilidade do sistema. Esta fase de coordenação não significa necessariamente a existência de um Agente Coordenador nem sequer que os agentes investidores têm qualquer

obrigação de transmitir informação a este nível. Pretende modelizar uma análise agregada que um agente produtor que está a preparar o seu plano de investimentos poderá pretender realizar de modo a considerar a interacção entre o seu próprio plano e aquilo que esse agente espera que possam vir a ser os planos de expansão dos outros agentes produtores que com ele competem. Desta forma, cada agente produtor poderá, por exemplo, avaliar como é que alterações em decisões de investimento de outros agentes irão influenciar as suas próprias decisões.

Numa outra perspectiva, este modelo poderá ser igualmente útil a órgãos reguladores ou que tenham sob a sua responsabilidade a avaliação da segurança do sistema de modo, por exemplo, a avaliar o impacto de decisões regulatórias ou como é que possíveis evoluções dos preços dos combustíveis terão impacto nos planos dos agentes individuais e, por esta via, em índices de fiabilidade que reflectam a segurança de exploração.

### **1.3 Estrutura da Tese**

Esta Tese está organizada em sete Capítulos, sendo o primeiro referente à introdução e o último às conclusões e desenvolvimentos futuros.

O Capítulo I é constituído pela presente introdução, a qual contextualiza o assunto em que a Tese se centra, refere as motivações que estiveram na sua origem e detalha os objectivos que se pretendem atingir. Este capítulo caracteriza ainda, de forma breve, a metodologia desenvolvida e apresenta a organização do texto.

No Capítulo II são apresentados diversos aspectos relativos à organização, evolução do processo de reestruturação e ao funcionamento de mercados de energia implementados em diversos países/regiões.

No Capítulo III é apresentada uma revisão bibliográfica sobre diversas metodologias propostas na literatura para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Neste capítulo é apresentada uma diferenciação entre as metodologias utilizadas num ambiente centralizado e com uma estrutura de monopólio e as metodologias utilizadas num ambiente reestruturado e a funcionar de forma competitiva.

No Capítulo IV é apresentada de forma detalhada a formulação matemática da metodologia desenvolvida relativa ao problema de planeamento da construção e entrada em serviço de nova capacidade de produção num ambiente competitivo, a ser realizado de forma individual por cada agente investidor. É descrita uma metodologia para a avaliação económica de investimento em unidades de produção de energia eléctrica permitindo a realização de estudos de sensibilidade associados a esses investimentos. É igualmente apresentada uma estrutura que funcionará ao nível de coordenação e que permite avaliar, de forma global, os planos de expansão apresentados pelos agentes investidores verificando os níveis de reserva de capacidade de produção obtidos para o sistema, a distribuição das quotas que cada agente investidor possui no parque electroprodutor, a evolução das quotas associadas às capacidades instaladas em cada tecnologia de produção de energia eléctrica e, finalmente, os níveis de segurança e fiabilidade conseguidos para o sistema com os planos de expansão apresentados.

No Capítulo V são apresentadas duas metodologias para a simulação do funcionamento do sector eléctrico em ambiente de mercado. A primeira utiliza o Modelo de Cournot e a segunda utiliza os Sistemas Dinâmicos. Estas metodologias são utilizadas no âmbito do modelo descrito no Capítulo IV.

No Capítulo VI são apresentados e discutidos os resultados de exemplos de aplicação utilizando as metodologias desenvolvidas neste trabalho. Neste âmbito, foi desenvolvido um caso de estudo considerando três agentes investidores, três tecnologias candidatas e as incertezas que afectam diversos parâmetros e dados do problema. Para além dos resultados obtidos para o caso base, são igualmente apresentados resultados das análises de sensibilidade realizadas de modo a evidenciar o interesse desta metodologia e permitir tomar decisões de forma mais informada.

No Capítulo VII, relativo às conclusões finais do trabalho realizado, apresentam-se os aspectos considerados mais relevantes bem como possíveis perspectivas de desenvolvimentos futuros relativos a esta temática.

Finalmente, são apresentadas nos Anexos A, B, C, D, E e F as publicações realizadas no decorrer deste trabalho.

## **CAPÍTULO II**

### **REESTRUTURAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO**



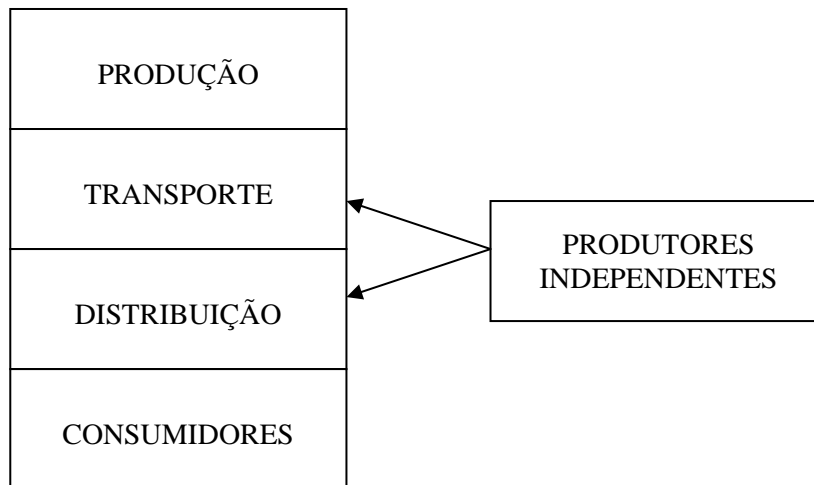


## **2.1 Considerações gerais**

Nos últimos anos, em particular nos países mais industrializados, tem-se assistido a uma crescente reestruturação de sectores considerados fundamentais para as sociedades modernas, nomeadamente nas telecomunicações, na distribuição de gás e água e no sector da energia eléctrica. Assim, a partir da década de setenta, as pressões do poder político e dos agentes económicos conduziram à liberalização de diversas actividades até aqui exercidas em termos de monopólios com o objectivo de aumentar a competitividade e eficiência desses sectores [Einhorn\_94].

Porém, no que concerne ao sector da energia eléctrica, o modelo de liberalização terá que ter em conta as suas especificidades particulares. Nalguns países, o sector eléctrico encontrava-se organizado em monopólios estatais verticalmente integrados conforme é ilustrado na Figura. 2.1, incluindo os sub-sistemas e as correspondentes actividades da produção, do transporte e da distribuição de energia eléctrica. Estes monopólios eram nacionais ou regionais, conforme cobriam ou não a totalidade do território do país. No segundo cenário, o território nacional encontrava-se dividido, operando em cada região uma única empresa em regime de monopólio, embora o seu capital social pudesse ser privado. Em ambos os casos os consumidores encontravam-se totalmente dependentes da empresa fornecedora de energia eléctrica.

Neste modelo de estrutura do sector eléctrico o preço a pagar pelos consumidores era regulado. O modelo tarifário utilizado era regulado com base no custo de serviço acrescido de uma taxa de remuneração sobre os activos. Esta estratégia permitia às empresas verticalmente integradas obter remunerações que lhes possibilitavam recuperar todos os custos que tenham sido acordados com um organismo estatal. O planeamento do sistema era realizado de uma forma centralizada e integrada, nomeadamente no que se refere aos subsistemas de produção e de transporte.



**Figura 2.1** - Estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico.

Os modelos económicos, presentemente utilizados nos países mais desenvolvidos, permitem tratar a energia eléctrica como um produto e separá-la comercialmente das actividades de transporte e de distribuição [Hunt\_96]. Assim, passados alguns anos, as empresas, passaram a ser encaradas como prestadoras de serviços, a quem são exigidos elevados padrões de qualidade. Foram pois desmantelados os monopólios verticais pelos subsectores da produção, do transporte, da distribuição e da comercialização e introduzido um factor de competitividade baseado nas leis de mercado, nomeadamente nas actividades de produção e de comercialização.

As principais motivações para o desenvolvimento do processo de reestruturação do sector eléctrico variam de país para país. Assim, nalguns casos, como por exemplo no Reino Unido e em países da América Latina, a reestruturação acompanhou o processo de privatização do sector eléctrico, procurando-se desta forma atrair investimento privado, e libertando os respectivos governos dos elevados investimentos necessários à expansão do sistema [Saraiva\_97b].

No caso dos Estados Unidos da América (EUA) e em outros países nos quais as empresas do sector eléctrico já eram empresas privadas, a reestruturação teve como objectivo aumentar a competitividade no sector, com vista à redução do preço final da energia eléctrica a pagar pelos consumidores, bem como aumentar a eficiência na utilização dos recursos energéticos e a preservação ambiental.

Em resumo a mudança na estrutura e no funcionamento dos sistemas eléctricos, em vários países, foi impulsionada pelos seguintes factores:

- novas políticas económicas correspondentes à liberalização dos sistemas eléctricos e aumento da competitividade, de forma a obter maior eficiência económica e tecnológica, tendo em conta as experiências vividas noutros sectores (aviação civil, telecomunicações e gás);
- abertura do sector eléctrico à iniciativa privada e a respectiva liberalização tendo como objectivos reduzir o controlo estatal, reduzir a despesa pública e aumentar a competitividade entre os diferentes agentes em cada país e, em alguns casos, entre sectores eléctricos de países adjacentes, de forma a contrariar a estagnação que poderia existir numa estrutura baseada em monopólios;
- criação de condições atractivas para o investimento privado num sector em que o risco era diminuto, aliado a estratégias de marketing mais agressivas e à progressiva disponibilização de pacotes de serviços integrados nas áreas do fornecimento de energia eléctrica, água, telefone, etc.;
- criação de uma maior transparência na relação entre os diferentes agentes, separando as actividades de índole técnica e das de índole económica ou financeira do sistema eléctrico, exigindo um maior nível de justificação das decisões técnicas de modo a criar um clima de maior confiança;
- diminuição dos custos e das tarifas de energia eléctrica;
- incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias e metodologias nas diferentes actividades do sector eléctrico.

O primeiro subsector a ser liberalizado e a beneficiar do funcionamento em mercado competitivo com resultados positivos foi o da produção de energia eléctrica. Os recentes desenvolvimentos tecnológicos em equipamentos de produção, como por exemplo os ciclos combinados a gás natural, tornou possível viabilizar economicamente a construção de novas centrais em tempos muito mais curtos do que era usual anteriormente. Foi assim reduzido o argumento das economias de escala proporcionadas pelos grandes empreendimentos. Por outro lado, em muitos países desenvolveu-se fortemente a produção descentralizada fruto, em muitos casos, de regimes tarifários muito favoráveis. De entre

esta produção descentralizada, sofreu um desenvolvimento acentuado a produção eólica contribuindo fortemente para o incremento da produção renovável.

## **2.2 Novos modelos para o sector eléctrico**

### **2.2.1 Generalidades**

No final da década de setenta iniciou-se no Chile um processo de privatização do sistema de energia eléctrica cujo objectivo era fundamentalmente atrair capital estrangeiro, bem como aumentar a competitividade do sector. O sub-sistema de transporte foi separado da produção e da distribuição e, foram implementados sistemas tarifários baseados em custos marginais.

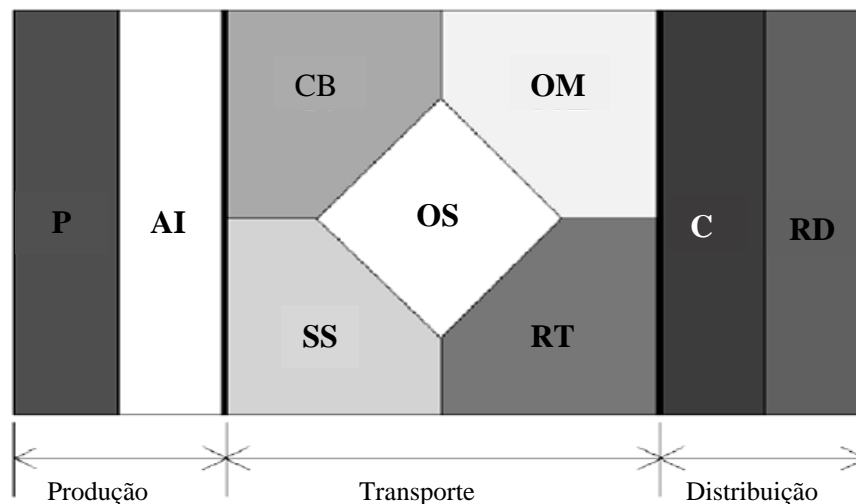
Nos Estados Unidos da América (EUA) o processo de reestruturação, devido à sua complexidade, tem sido realizado de forma lenta e progressiva. Com efeito, em 1978 foi publicado o documento *Public Utility Regulatory Act* (PURPA) cujo objectivo era facilitar a instalação de novas unidades produtoras de energia eléctrica, contribuindo assim para eliminar os monopólios e estabelecer novos modelos de exploração do sistema, baseados na liberalização económica. Em 1992 foi publicado o documento *Energy Policy Act* (EPA) que representou um novo marco impulsionador da liberalização no sector da produção, conduzindo ao desenvolvimento de um mercado competitivo em vários estados.

Com a entrada em vigor da Directiva Europeia 92/96, entretanto revogada pela Directiva 54/2003, os países da União Europeia, nomeadamente Portugal, aderiram também ao mesmo modelo económico de exploração dos sistemas de energia eléctrica.

Com o processo de reestruturação do sector eléctrico foram desenvolvidos diferentes modelos. Embora diferentes, partilham os seguintes princípios comuns:

- separação do transporte e da distribuição em relação à produção e à comercialização;
- criação de um mercado competitivo nos sectores da produção e da comercialização;
- manutenção do transporte e da distribuição como monopólios naturais, sendo, no entanto, livre o acesso às redes por parte de agentes produtores e comercializadores.

Tendo em conta a experiência acumulada no processo de reestruturação do sector eléctrico, a nova estrutura para o sistema de energia eléctrica é esquematicamente apresentada na Figura 2.2.



**Figura 2.2** - Nova estrutura do sector eléctrico.

Com base na representação esquemática desta figura podem ser identificados os subsectores da produção, do transporte e da distribuição. Na produção estão integradas todas as entidades produtoras de energia eléctrica, que actuam individualmente e de forma competitiva, bem como *brokers* e agentes intermediários. A função destes agentes, já que não possuem quaisquer unidades produtoras, é apenas de serem intermediários entre as entidades produtoras e os restantes agentes do sistema, podendo adquirir energia aos agentes produtores e negociá-la no mercado, através de contratos bilaterais com os consumidores, ou então actuando como agentes vendedores no mercado competitivo.

No transporte, o Operador do Sistema (OS) desempenha um papel fundamental, pois tem a seu cargo a gestão e a coordenação técnica do sistema de energia eléctrica, com vista a manter elevados padrões de qualidade e segurança. Nalguns mercados implementados este operador, é independente dos sectores da produção e do transporte, designando-se por Operador Independente do Sistema. No entanto, existem países em que a entidade que assegura a operação do sistema é também a proprietária ou concessionária da rede de transporte. Nestas condições, em vez de um ISO, *Independent System Operator*, está-se em presença de um TSO, *Transmission System Operator*.

Para que o ISO ou TSO possa realizar a coordenação do sistema é necessário que lhe seja transmitida toda a informação relativa aos contratos bilaterais que tenham sido estabelecidos entre os diferentes agentes a actuar no mercado, bem como informação relativa ao despacho económico resultante do *Pool*. Para realizar a gestão e coordenação do sistema, o ISO ou TSO deverá realizar um conjunto de estudos técnicos que lhe permitam avaliar a viabilidade técnica do conjunto de contratos e do despacho económico do *Pool* para cada período de tempo considerado, dando especial atenção aos congestionamentos que possam existir no sistema de transporte. Caso não existam congestionamentos, então os contratos e o despacho do *Pool* são validados tecnicamente. Caso contrário, torna-se necessário alterar o despacho inicial bem como proceder a alterações nos contratos bilaterais estabelecidos. Essas modificações são realizadas através de mecanismos que sejam do conhecimento de todos os intervenientes, evitando-se desta forma situações menos claras do ponto de vista técnico e económico que poderiam provocar desconfiança e, como consequência, reduzir a competitividade no sector. É também responsabilidade do ISO ou TSO garantir o acesso não discriminatório à rede de transporte a todos os agentes bem como a aquisição de serviços de sistema, na literatura anglo-saxónica *ancillary services*. Estes serviços são necessários para garantir a operação do sistema em tempo real com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. No esquema da Figura 2.2 encontram-se representadas as entidades responsáveis pela prestação dos serviços de sistema (SS), bem como a rede de transporte (RT). Nesta entidade estão incluídos todos os agentes que possuam activos nessa rede. Por razões económicas e ambientais, a rede de transporte funciona como um monopólio natural.

A distribuição compreende a respectiva rede eléctrica de distribuição, a sua operação, expansão e manutenção bem como a função de comercialização. O Operador da Rede de Distribuição, ORD, é responsável pela operação, expansão e reforço e manutenção das redes de distribuição de modo a haver uma separação clara entre funções técnicas e índole económica. Os comercializadores adquirem energia no *Pool*, ou então através de contratos bilaterais com as entidades produtoras ou ainda procedendo a transacções entre comercializadores. Estes agentes não sendo proprietários da rede de distribuição podem, no entanto, utilizá-la para realizar as suas transacções, pagando uma tarifa correspondente à sua utilização.

É possível implementar diferentes modelos para organizar às transacções físicas e comerciais entre os agentes que actuam no mercado, embora todos os modelos devam abordar aspectos relativos às seguintes três funções:

- operação física;
- operação económica;
- operação comercial.

No que concerne à operação física do mercado, é necessário ter em conta que a energia eléctrica é um produto com características muito especiais e que o diferenciam de todos os outros:

- não é facilmente armazenável em grandes quantidades (a excepção de centrais hídricas com bombagem), pelo que a produção deve igualar exactamente o consumo em cada instante;
- não circula pelos percursos mais desejáveis, ao contrário de outro bens. A energia eléctrica circula nas linhas e noutros componentes eléctricos respeitando leis físicas rígidas, as Leis de Kirchoff;
- a sua procura, expressa pelo diagrama de carga, varia diariamente, semanalmente, mensalmente e até de ano para ano consoante os ciclos económicos e meteorológicos;
- a potência instalada, quer na produção quer nas redes de transporte e de distribuição, necessária para fazer face aos períodos de maior consumo (ponta), fica sub utilizada nos períodos de menor consumo (vazio). Este efeito, aliado às restrições técnicas, resulta em problemas de exploração do sistema dado que, em alguns períodos, os limites associados a algumas restrições poderiam ser ultrapassados obrigando a tomar medidas para eliminar estas situações;
- existe a necessidade da presença de serviços auxiliares de sistema, assegurando a regulação de frequência e controlo de tensão, bem como diversos níveis de reservas para o correcto funcionamento do sistema;
- há a necessidade de possuir potência excedentária para compensar quer aumentos do lado da procura, quer flutuações do lado da produção, devida, por exemplo, à

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

Para se poderem equacionar com sucesso as restrições e especificidades anteriormente referidas, é necessário que os agentes funcionem de uma forma coordenada. Os principais objectivos que orientam essa coordenação são a estabilidade, a segurança e a fiabilidade do funcionamento dos sistemas eléctricos.

Para assegurar a condução do sistema com elevados padrões de qualidade, o OS deverá ter em conta as seguintes variáveis de decisão:

- a energia, para que o despacho das unidades produtoras garanta o consumo previsto;
- o transporte, realizando a gestão da respectiva rede;
- os serviços de sistema, gerindo as reservas de produção que permitam responder às contingências, assegurando a estabilidade, segurança e fiabilidade.

A responsabilidade da gestão destas variáveis é normalmente realizada por uma entidade autónoma, o Operador do Sistema. Em sistemas altamente centralizados esta entidade realiza o despacho e gere a rede de transporte. Porém, em sistemas menos centralizados estas funções tendem a ser separadas, assumindo o OS apenas a função de gestão em tempo real. Neste cenário, o despacho das unidades de produção fica sob a responsabilidade de uma outra entidade designada por Operador do Mercado (OM), havendo ainda a possibilidade de serem estabelecidos contratos bilaterais.

A operação económica do sistema tem como objectivo minimizar os custos totais da exploração tendo em conta uma componente social. Este processo pode ser organizado de uma forma centralizada ou descentralizada, dependendo da organização estabelecida para o mercado. Numa estrutura centralizada, existe uma entidade com poderes para gerir os vários agentes que actuam no mercado e organizá-los com o objectivo de conseguir um óptimo global para a operação do sistema. Numa estrutura descentralizada, os agentes são obrigados a respeitar as condições estabelecidas para o funcionamento do mercado. No entanto, são livres de tomar as suas decisões no que respeita, por exemplo, ao despacho das suas unidades de produção [Sheblé\_99]. Nesta situação, podem estabelecer contratos



bilaterais com outros agentes sem interferência de outras entidades no que diz respeito à componente económica do contrato.

A operação económica do sistema deve satisfazer as necessidades dos agentes relativamente à transparência dos procedimentos aplicados, à tomada das decisões e disponibilidade de informação, para poderem existir as bases para um bom funcionamento do mercado. Por isso, a operação económica deverá ter em conta variáveis do tipo estratégico, como por exemplo, os sinais económicos, que são enviados aos agentes do mercado, assim como a utilização eficiente dos recursos.

Como consequência da operação económica surge a necessidade de criar e gerir mecanismos que permitam regular as transacções comerciais entre os agentes do mercado. Esta exigência torna-se ainda mais importante devido aos processos de reestruturação que se vêm a verificar nos sistemas de energia eléctrica de vários países, onde a introdução de factores de competitividade no sector, através por exemplo de capitais privados, requer o funcionamento de processos de liquidação das obrigações contraídas pelos agentes [Ilic\_98].

Em todo o mundo estão a ser introduzidas reformas com o objectivo de aumentar a eficiência económica do sector e minimizar os efeitos ambientais inerentes a esta actividade económica.

Essas alterações diferem em ritmo e grau de intensidade de acordo com a realidade de cada país, recursos naturais, tradição institucional e estrutura do sector eléctrico. Apesar das diferenças mencionadas, é possível verificar alguns aspectos comuns, entre os quais se podem mencionar:

- prioritariamente, é enfatizada a redução dos custos de produção, com base na competitividade;
- é estimulado o aumento da eficiência do sector, com base na regulação;
- são estabelecidas tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição, baseadas em critérios não discriminatórios;

- são constituídas entidades reguladoras independentes, com vista a realizar a arbitragem de conflitos e a promover o conjunto das políticas mencionadas anteriormente.

## **2.2.2 Tipos de mercados**

O desenvolvimento dos mecanismos de mercado no sector eléctrico tem conduzido ao aparecimento de estruturas baseadas no modelo em *Pool*, em contratos bilaterais ou em sistemas mistos. Neste último coexistem o modelo em *Pool* e os contratos bilaterais sendo esta a estrutura de mercado mais divulgada. Seguidamente, apresenta-se uma descrição sumária de cada um destes modelos.

### **2.2.2.1 Modelo em *Pool***

O modelo em *Pool* pode apresentar duas formas distintas, sendo um simétrico e outro assimétrico [Stoft\_02]. Na Figura 2.3 encontra-se representado o funcionamento do *Pool* simétrico. Neste modelo existe a possibilidade dos agentes produtores e dos *brokers* e agentes intermediários apresentarem propostas de venda de energia para um determinado período temporal, usualmente de uma hora. Os consumidores elegíveis, entidades distribuidoras e comercializadores podem apresentar propostas de compra, para o mesmo período temporal. Na sua versão mais simples, as ofertas de venda devem incluir informação sobre o preço mínimo que se admite vir a receber, a quantidade disponível e o barramento de injeção. Por sua vez, as propostas de compra devem incluir informação sobre o preço máximo que se admite pagar, a quantidade pretendida e o barramento de consumo. De seguida, o Operador de Mercado organiza as ofertas recebidas construindo curvas que agregam as ofertas de venda e de compra. As ofertas de venda são organizadas por ordem crescente dos preços, enquanto as de compra são ordenadas por ordem decrescente dos respectivos preços. O leilão monoperíodo pode ser formulado de acordo com (2.1) a (2.4).

$$\max z = \sum_{i=1}^{N_d} C_{di} \cdot P_{di} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{gj} \cdot P_{gj} \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{di} \leq P_{di}^{\max} \quad \text{para } \forall i \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{gj} \leq P_{gj}^{\max} \quad \text{para } \forall j \quad (2.3)$$

$$\sum_{i=1}^{N_d} P_{di} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{gj} \quad (2.4)$$

Nesta expressão:

$P_{di}$  - proposta de compra  $i$ ;

$P_{gj}$  - proposta de venda  $j$ ;

$P_{di}^{\max}$  - valor máximo da proposta de compra  $i$ ;

$P_{gj}^{\max}$  - valor máximo da proposta de venda  $j$ ;

$C_{di}$  - preço da proposta de compra  $i$ ;

$C_{gj}$  - preço da proposta de venda  $j$ ;

$N_d$  - número de propostas de compra;

$N_g$  - número de propostas de venda.

A função objectivo  $z$  dada por (2.1), corresponde à diferença entre os somatórios dos valores monetários associados às propostas de compra e de venda aceites. O primeiro somatório é referente às propostas de compra apresentadas e aceites no mercado, multiplicadas pelos seus respectivos preços de aquisição. O segundo somatório é referente às propostas de venda apresentadas e aceites pelo mercado, multiplicadas pelos seus

respectivos preços de venda. A diferença entre os dois somatórios corresponde ao benefício social líquido que graficamente corresponde à área a tracejado da Figura 2.3.

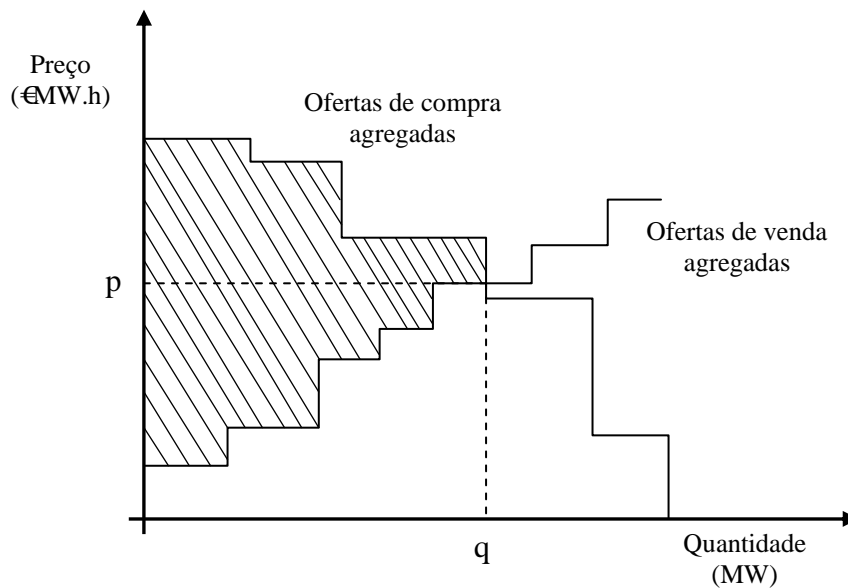


Figura 2.3 - Funcionamento de um Pool simétrico.

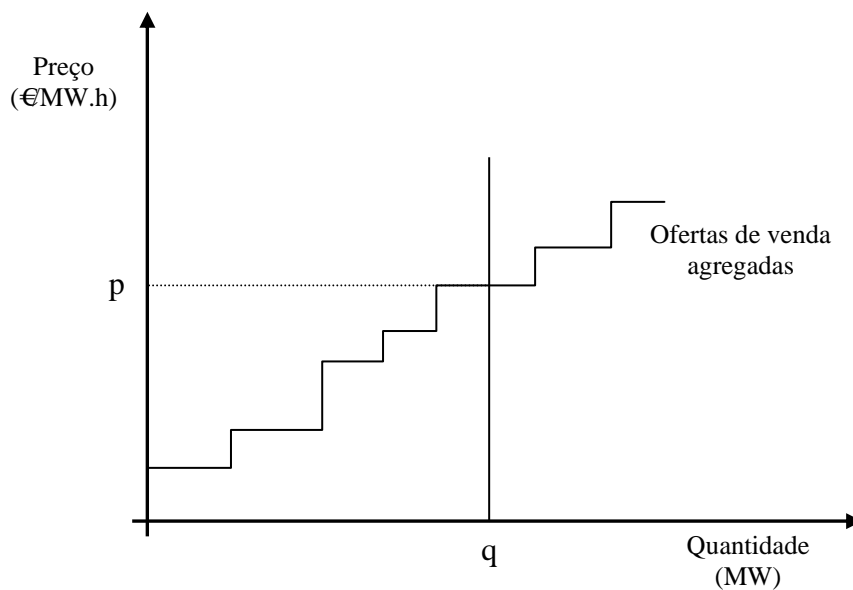
A intersecção das duas curvas corresponde ao ponto de equilíbrio do mercado. Associado a este ponto, obtém-se o preço de mercado ( $p$ ) designado na literatura anglo-saxónica por *Market Clearing Price* e a quantidade de energia negociada no mercado ( $q$ ). As ofertas de compra e venda à direita do ponto ( $q$ ) não são aceites. O preço de mercado corresponde ao valor a pagar pela energia associada às ofertas de compra aceites bem como o valor a receber pela energia fornecida pelos agentes vendedores. Nestas condições, está-se perante um leilão de preço uniforme.

As ofertas apresentadas no Pool, podem ser classificadas como simples ou como complexas. As ofertas simples não possuem qualquer interacção temporal entre períodos de negociação, enquanto que as complexas incluem informação relativa, por exemplo, a mínimos de produção e taxas de variação da carga em centrais térmicas que originam o acoplamento do problema horário de despacho do Pool para intervalos de tempo mais alargados, por exemplo um dia.

Para que o funcionamento de um mercado com esta estrutura seja eficiente, é necessário que exista uma grande diversidade de agentes compradores e vendedores. Desta forma, diminui-se a possibilidade de existir uma elevada concentração de capacidade de compra

ou de venda de energia, evitando-se que um qualquer agente consiga manipular o preço de mercado. Outra condição requerida está associada ao facto de a capacidade instalada de produção do sistema dever ser muito superior à potência consumida. Caso contrário e numa situação limite, todas as ofertas de venda teriam que ser aceites. Desta forma, a última oferta de venda apresentada poderia oferecer um preço muito elevado uma vez que sendo tradicionalmente a carga muito pouco elástica em relação ao preço, estaria garantida a sua aceitação, conseguindo-se assim manipular o mercado.

Na Figura 2.4, encontra-se ilustrado o funcionamento do *Pool* assimétrico. Neste caso apenas são aceites propostas de venda. A carga a alimentar pelo sistema é obtida através de uma estimativa para cada período temporal do dia seguinte. Considera-se, por outro lado, que a carga a alimentar pelo sistema é fortemente inelástica, visto que está disponível para pagar o preço que resultar do funcionamento do mercado.



**Figura 2.4** - Funcionamento de um Pool assimétrico.

Neste caso, q representa a carga prevista para um determinado período resultante de estimativas comunicadas pelos comercializadores ou clientes de maior dimensão. As ofertas de venda são organizadas por ordem crescente do preço apresentado. A intersecção da recta que representa a carga prevista com a curva agregada das ofertas de venda permite obter o preço de mercado (p). Todas as ofertas de venda serão remuneradas ao preço de mercado, independentemente da sua proposta original, isto é, está-se novamente em

presença de um mecanismo de preço uniforme.

Este tipo de mercados funciona normalmente para as 24 horas do dia seguinte, sendo por isso designados na literatura anglo-saxónica como *Day-Ahead Market*. Neste mercado procura-se otimizar o sistema a curto prazo, pelo que as propostas apresentadas reflectem tipicamente os custos marginais de curto prazo.

Para além da optimização a nível económico, é igualmente necessário garantir a viabilidade técnica do despacho obtido no *Pool*. Por isso, torna-se necessário realizar estudos técnicos que garantam o funcionamento do sistema de energia eléctrica de forma segura e fiável. A coordenação a nível técnico é assegurada pelo Operador de Sistema que poderá, no entanto ter de interagir com o Operador de Mercado para, por exemplo, resolver situações de congestionamento.

O funcionamento do *Pool* baseia-se num pacote eficiente de programas computacionais que, para além de um estudo de trânsito de potências, proporciona ainda informações relevantes relativas à exploração do sistema, nomeadamente a capacidade disponível, aos mínimos operativos, à estrutura dos custos e à previsão dos consumos. Este modelo corresponde a uma estratégia do tipo bolsista, em que é realizada a combinação das ofertas de compra e venda de energia eléctrica. É assim possível a obtenção do custo marginal do sistema, associado ao custo da última oferta de venda a ser aceite, bem como os geradores despachados e respectivas potências.

A principal vantagem deste modelo está associada à forte ligação que apresenta entre todos os aspectos da operação do sistema, traduzindo-se numa maior eficiência de exploração. A sua principal desvantagem reside no facto de que os critérios usados para otimizar o sistema podem não ser partilhados por determinados sectores do mercado. Os resultados desta centralização podem ser um sinal que inibe a entrada de novos agentes no mercado devido a uma reduzida participação na tomada de decisões.

#### **2.2.2.2 Contratos bilaterais**

Os contratos bilaterais constituem um mecanismo em que as transacções se realizam directamente entre os vendedores de energia eléctrica e os compradores, especificando o

preço e as condições do contrato. A vantagem deste modelo resulta do facto de os agentes intervenientes no mercado poderem subscrever os contratos que melhor se adaptem aos seus objectivos [Bower\_00]. A contratualização implica uma administração e gestão coordenadas, obrigando à existência de uma entidade independente que valide as transacções para que sejam compatíveis com as restrições físicas da rede transporte e/ou distribuição [Singh\_98]. Atendendo às características deste modelo, em que cada um dos agentes procura individualmente maximizar os seus objectivos, a solução obtida para o sistema de energia eléctrica não é necessariamente a óptima.

Com base na natureza e nas condições associadas aos contratos bilaterais, podem estes classificar-se em contratos físicos e financeiros. A diferença essencial de ambos é a motivação que leva a adoptar um em detrimento de outro. Os primeiros são estabelecidos para assegurar o abastecimento e/ou a colocação física da energia no mercado, especificando as unidades comprometidas, segundo as condições que ambas as partes acordem. Num sector eléctrico reestruturado e aberto à competição podem também existir mercados para estabelecer contratos do tipo financeiro, como são os casos dos Mercados de Futuros, os Mercados *Forward* e os Mercados de Opções. Os principais objectivos associados à implementação deste tipo de contratos são a diminuição do grau de incerteza e risco financeiro relativamente às flutuações dos preços no mercado para a energia eléctrica e, desta forma, proteger os agentes intervenientes, sem comprometer unidades especificadas, abrindo a possibilidade da energia ser fornecida por uma terceira entidade. Consequentemente, os contratos bilaterais surgem como complementares naturais para os modelos em *Pool*.

Os Contratos de Futuros são contratos normalizados e transaccionados num mercado financeiro (Mercado de Futuros). Nestes contratos, o comprador compromete-se a adquirir uma quantidade de energia eléctrica com um preço pré-definido e o vendedor compromete-se a vendê-la também a esse preço, sob as condições previamente acordadas. A negociação dos Contratos de Futuros em bolsa garante uma maior segurança, o devido cumprimento dos contratos e uma maior disponibilidade de informação, diminuindo-se o respectivo risco financeiro. No entanto, têm o inconveniente de ser difícil proceder à sua anulação.

Os Contratos *Forward* ou a Prazo são Contratos Bilaterais nos quais o comprador e o vendedor negociam uma transacção de energia eléctrica, chegando a acordo em relação ao preço, quantidade, qualidade, data e local de entrega. Estes contratos podem ser ou não negociados num mercado bolsista (Mercado *Forward*) e, são contratos que envolvem a transacção comercial e física de energia eléctrica. A fixação do valor do preço e da data da efectivação dos Contratos *Forward*, permitem diminuir o risco financeiro associado à volatilidade dos preços de mercado. No entanto, os Contratos *Forward* apresentam alguns inconvenientes, tais como o risco de uma das partes não cumprir o estipulado no contrato, a demora na negociação do contrato devido ao conjunto de condições contratuais presentes e a dificuldade ou quase impossibilidade em anular o contrato ou proceder a alterações ao mesmo. O mercado em *Pool* funcionando no dia anterior para cada período do dia seguinte pode ser interpretado como um mercado *forward* funcionando algumas horas antes da entrega física e que é anónimo dado que não há o estabelecimento de uma relação bilateral entre entidades vendedoras e compradoras.

Os Contratos de Opções são Contratos Bilaterais que podem ou não ser realizados num mercado organizado. Existem diferentes maneiras de exercer os Contratos de Opções, que se podem associar entre si:

- Opção pelo tipo de contrato: Compra ou Venda;
- Opção pelo momento de concretização do contrato: “europeia” ou “americana”;
- Opção pelo tipo de prémio: Monetário ou Físico.

Assim, como exemplo, pode-se ter um Contrato de Opções de Compra com concretização de tipo “europeia” e Monetária ou um Contrato de Opções de Compra com concretização de tipo “americana” e Físico. Nestes contratos, a transacção de energia eléctrica em termos de preço, quantidade e data, é acordada através do pagamento dum valor monetário, designado de prémio. O comprador (vendedor) através do pagamento de um determinado prémio adquire a *opção de compra* (*opção de venda*). Isto significa que adquire o direito, mas não a obrigação, de comprar (vender) até à data de expiração do contrato e que o vendedor (comprador) lhe venda (compre) a quantidade de energia eléctrica negociada ao preço estabelecido.



Existem dois tipos de Contratos de Opções diferenciados pelo momento em que são concretizados: Contratos de “Opções europeias” e Contratos de “Opções americanas”. Os Contratos de “Opções europeias” só podem ser concretizados na respectiva data de expiração. Por sua vez, os Contratos de “Opções americanas” podem ser concretizados em qualquer momento até à respectiva data de expiração.

Nos Contratos de Opções o prémio pode estar associado a um valor monetário ou pode resultar da própria transacção de energia eléctrica, em termos de preço e qualidade.

Os Contratos às Diferenças correspondem a um acordo entre duas partes para a realização de uma série de pagamentos futuros [Hunt\_96]. Este tipo de contrato é muito conveniente, porque é realizado através da entrega do valor em numerário do serviço vendido, após a dedução do preço do mercado, em vez de entregar o serviço por si só. Estes contratos apareceram inicialmente no mercado de energia eléctrica de Inglaterra e Gales, cujo funcionamento assentava num modelo em *Pool* assimétrico de participação obrigatória. Os Contratos às Diferenças permitiam aos agentes participantes gerir o risco proveniente das flutuações dos preços de mercado, funcionando como um mecanismo estabilizador das remunerações a pagar pelas entidades compradoras e a receber pelas entidades vendedoras.

O estabelecimento de um contrato deste género é uma questão puramente financeira que não afecta o despacho obtido no *Pool*. Dois agentes participantes no mercado podem estabelecer um contrato deste tipo, acordando entre eles um preço (preço do contrato) para uma determinada transacção. Este preço de contrato será, para cada período temporal, comparado com o preço obtido no mercado em *Pool*. Nos períodos em que o preço do mercado for superior ao preço do contrato, o agente vendedor pagará a diferença ao agente comprador. Na situação contrária, ou seja quando o preço do mercado for inferior ao preço do contrato, o agente vendedor receberá do agente comprador a respectiva diferença. Na Figura 2.5 apresenta-se uma representação gráfica do funcionamento deste tipo de contratos.

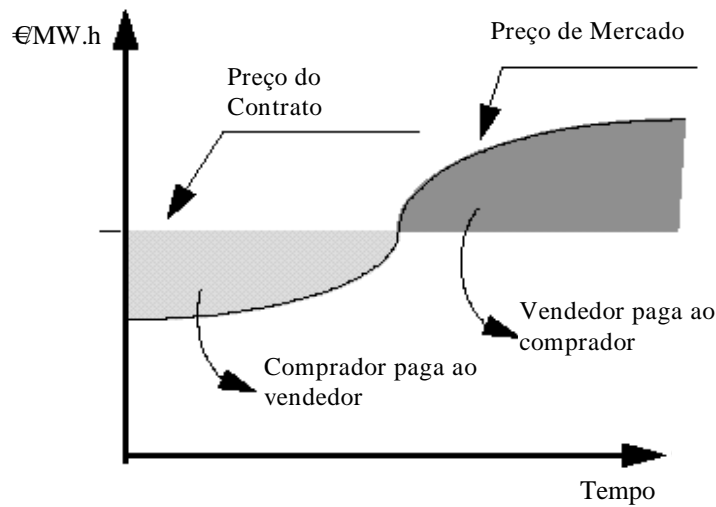


Figura 2.5 - Representação gráfica de um contrato às diferenças.

Os Contratos às Diferenças são assim designados porque envolvem a transferência entre os agentes contratantes de montantes que dependem da diferença entre dois preços.

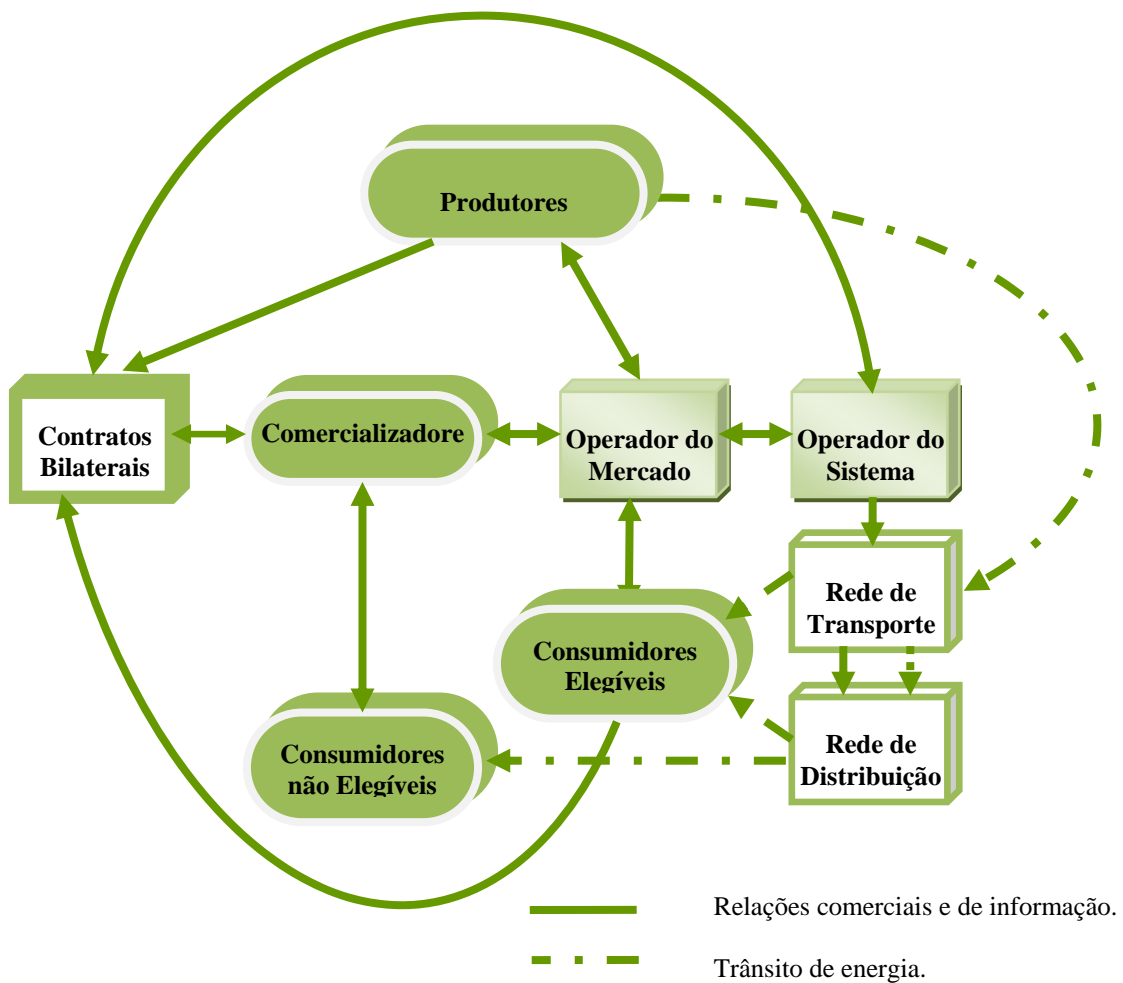
### 2.3 Modelo Misto

A estrutura do Modelo Misto para o sector eléctrico combina a estrutura em *Pool* com a existência dos Contratos Bilaterais, permanecendo a separação entre a parte técnica e a financeira [Wolak\_98]. Por isso, neste tipo de estrutura existirão dois operadores independentes: o ISO ou TSO, por um lado, e o Operador de Mercado, por outro, conforme se ilustra no esquema apresentado na Figura 2.6.

O Operador de Mercado é responsável pela gestão do Mercado Bolsista de Electricidade, onde são realizados diariamente os encontros das ofertas para cada período de contratação do dia seguinte. Realizados esses encontros, esta informação, bem como a informação técnica associada aos Contratos Bilaterais é enviada para o ISO ou TSO, para verificar se existem ou não violações de restrições técnicas ou de segurança da rede de transporte.

O ISO ou TSO realiza a gestão em tempo real da rede de transporte e contrata os serviços de sistema. O ISO ou TSO recebe a informação do Operador de Mercado sobre os

encontros de ofertas efectuados no mercado e a informação técnica associada aos Contratos Bilaterais e verifica, por exemplo, se existe congestionamento em alguma linha de transporte. Se não houver quaisquer violações, os contratos realizados e os encontros de ofertas obtidas no mercado diário podem ser fisicamente executados no dia seguinte. Se houver violações, terão de ser realizados ajustes nos contratos previstos para o próximo dia ou nos valores despachados pelo Operador de Mercado, até essas violações serem eliminadas, de forma a ser garantida a segurança de exploração.



**Figura 2.6** – Estrutura do modelo misto para o sector eléctrico.

## 2.4 Diferentes metodologias de regulação

Nas diferentes metodologias aplicadas para a reestruturação do sector eléctrico procura-se separar o produto electricidade dos serviços de transporte e distribuição, dando lugar a dois

mercados com uma dinâmica de oferta e procura que são a produção e a comercialização e a dois monopólios naturais que são o transporte e a distribuição de energia. As actividades de transporte e de distribuição de energia são exercidas em regime de monopólio por razões relacionadas, sobretudo, com a inviabilidade económica da multiplicação das redes eléctricas na mesma área geográfica, com restrições de ordem ambiental e com a possibilidade de se obterem economias de escala que, em ambiente competitivo, não seriam atingidas.

A regulação do sector eléctrico é um imperativo, sendo uma forma de correcção ao funcionamento de uma actividade perante monopólios naturais. A regulação estabelece regras que permitem a definição dos preços dos serviços prestados, os níveis de qualidade exigidos na prestação destes serviços, as penalizações a aplicar no caso de ocorrerem incumprimentos nos contratos estabelecidos, os investimentos a realizar e as estratégias de planeamento.

A estratégia de regulação a adoptar para uma actividade económica deve ser seleccionada com base na eficiência, na igualdade, na aplicação prática, na transparência e na simplicidade de acordo com as seguintes indicações [Green\_97]:

- **Eficiência:** a regulação deve incentivar a eficiência na alocação de recursos e na sua produção, não permitindo que os preços aumentem de forma desproporcionada comparativamente com os custos. Procura-se desta forma transmitir sinais económicos aos diversos agentes que actuam no mercado com o objectivo de os incentivar a aumentarem a qualidade do seu desempenho;
- **Igualdade:** a regulação deve permitir equilibrar os interesses de todas as partes do sector eléctrico, incluindo o governo, as empresas e os consumidores no âmbito da estrutura regulatória. Não deve haver tratamento discriminatório entre os diferentes agentes, assegurando-se, dessa forma, um tratamento igual para todas as partes sob as mesmas circunstâncias;
- **Aplicação prática:** a regulação deve ter em conta os aspectos práticos, tais como, garantir que a regulamentação esteja de acordo com a capacidade e recursos das entidades reguladas;

- **Transparência:** a regulamentação deve ser a mais clara e aberta possível devendo todas as decisões serem publicadas e fundamentadas;
- **Simplicidade:** na medida do possível a regulamentação deve contribuir para a diminuição das incertezas existentes no sector. É importante que todas as partes interessadas possam determinar, a partir da estrutura regulatória, os objectivos da entidade reguladora e sua provável posição relativamente a todas as questões fundamentais.

Qualquer que seja a forma de regulação a adoptar para uma actividade no âmbito do sector eléctrico devem ser assegurados os seguintes pontos [Pérez\_93]:

- a regulação deve garantir que o sector eléctrico seja viável em termos económicos;
- as formas regulatórias deverão promover a eficiência económica tanto a curto como a longo prazo para todo o sistema eléctrico;
- deverão ser inventariados os custos de longo prazo, de modo a que estes sejam incluídos de modo equilibrado nas remunerações das empresas, promovendo igualmente a sua eficiência;
- a regulação deve proporcionar que os investimentos já existentes ou futuros sejam remunerados de uma forma adequada;
- a regulação deverá contribuir para promover a eficiência económica de novos investimentos, bem como a realização de actividades relacionadas com a exploração e manutenção das redes;
- a regulação deverá assegurar a obtenção de um nível aceitável da qualidade do serviço prestado;
- a regulação deverá contribuir para diminuir as fontes de incerteza, minimizando o risco associado a diversas decisões e a repercussão dessas incertezas nas tarifas.

A regulação envolve a escolha do modelo tarifário que inclui, entre outros aspectos, a forma de controlo e ajuste dos preços a serem cobrados e o grau de liberdade para a variação destes preços, de acordo com as diferentes categorias de consumidores. Deve ainda considerar mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores [Almeida\_08].

Os modelos de regulação tarifária utilizados no sector eléctrico são, basicamente, os seguintes: regulação por custo de serviço/taxa de remuneração e regulação por incentivos ou desempenho [Saraiva\_00].

#### **2.4.1 Regulação por custo de serviço ou taxa de remuneração**

A regulação por custo de serviço/taxa de remuneração é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos sectores que funcionam em monopólio. Através desta metodologia os preços devem permitir remunerar os custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de remuneração atractiva para o investidor. O princípio da tarifação pelo custo do serviço generalizou-se a partir da experiência norte-americana iniciada no final do século XIX, com a regulação de monopólios privados de serviço público.

Segundo este regime regulatório, para evitar que os preços fiquem abaixo dos custos, o preço final ao consumidor deve ser obtido pela igualdade entre a receita bruta e a receita requerida que permita remunerar todos os custos de produção (custos fixos e custos variáveis), incluindo a remuneração regulada para os activos afectos à actividade regulada. Esta forma regulatória pode ser traduzida pela expressão (2.5).

$$\sum_{i=1}^n p_i \cdot q_i = \sum_{j=1}^m \text{Custo}_j + r \cdot V_{act} \quad (2.5)$$

Nesta expressão:

- $p_i$  - preço unitário a que é vendido o serviço  $i$ ;
- $q_i$  - número estimado de unidades do serviço  $i$  que serão vendidos;
- $\text{Custo}_j$  - parcela  $j$  dos custos a suportar pela companhia  $j$ ;
- $r$  - taxa de remuneração fixada pelo regulador;

*Vact* - valor dos activos cuja remuneração foi aprovada.

Para evitar o excesso de lucros, a entidade reguladora deve determinar a taxa de remuneração através de um processo de negociação com a entidade regulada. A definição da taxa de remuneração corresponde a uma forma indirecta de determinar uma parcela dos preços, uma vez que, através da sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita com vista a garantir a taxa de remuneração aprovada pela entidade reguladora.

Do ponto de vista económico, a taxa de remuneração deve ser fixada em função do custo de oportunidade do capital. Porém, a dificuldade na sua determinação tem levado a entidade reguladora a examinar as taxas de remuneração praticadas em outras indústrias ou negócios com risco similar, para definir a taxa de remuneração adequada.

Um dos problemas mais comuns da aplicação da regulação pelo custo do serviço/taxa de remuneração resulta da dificuldade em determinar o valor-base, isto é, o valor dos activos sobre o qual se aplica a taxa de remuneração, existindo vários métodos para sua estimativa. A complexidade do processo de regulação dos monopólios levou, inicialmente, à adopção da regulação com base nos custos históricos. A observação destes custos correspondia para os reguladores a uma regra simples, geral e auto-aplicável.

Estes problemas fizeram com que, na prática, o regime adoptado compromettesse dois objectivos preconizados para uma regulação bem sucedida, a saber: viabilizar a simplicidade administrativa e impedir a ineficiência económica de produção e alocação de recursos. Sublinhe-se que, por outro lado, as variáveis envolvidas no cálculo dos activos a remunerar são de extrema complexidade e envolvem longos períodos de tempo (audiências com especialistas e representantes dos consumidores para a definição, pelo regulador, do custo verdadeiro e da taxa de remuneração justa). Por outro lado, ao dar prioridade à procura de efeitos distributivos (combatendo lucros excessivos), a tarifação pelo custo de serviço/taxa de remuneração pode estimular a alocação desadequada de recursos e a adopção de métodos produtivos ineficientes, ao permitir a cobertura de todos os custos e assegurar, ex-ante, uma taxa de remuneração atractiva.

As assimetrias de informação entre o regulador e a entidade regulada, podem levar à manipulação de informação por parte desta última, com o objectivo de apropriação de lucros extraordinários. Na hipótese de a taxa de remuneração ser fixada muito acima do custo de capital, esta metodologia poderá dar origem a que as empresas sejam estimuladas a investir. Em períodos inflacionários, com o aumento dos juros e das incertezas macroeconómicas, a tendência será a inversa.

Finalmente, a preocupação de estabelecer preços não discriminatórios fez com que, durante muito tempo, o regime tarifário decorrente da regulação por custo de serviço/taxa de remuneração não abordasse devidamente as diferenças de custos existentes em relação às diversas categorias de consumidores, resultando em ineficiências de alocação. Se, por um lado, esta metodologia tinha um apelo social ao procurar preservar a garantia de universalidade e igualdade de tratamento entre os consumidores, por outro, distribuía igualmente os custos dos serviços prestados entre eles, podendo traduzir-se em situações de injustiça se alguns consumidores fossem responsáveis por parcelas muito diferentes dos custos.

#### **2.4.2 Regulação por incentivo ou desempenho**

Um esquema de regulação fornece incentivos quando é capaz de recompensar uma determinada entidade se esta reduzir os seus custos de funcionamento e exploração, ou seja, se aumentar a sua eficiência. Os parâmetros que permitem avaliar a eficiência a ter em conta são variados e podem incluir: perdas, redução de custos, qualidade de serviço prestado e também parâmetros macroeconómicos externos à empresa, que condicionam em maior ou menor grau o mercado em causa.

##### **2.4.2.1 Regulação por limites nos preços, RPI-X**

Este mecanismo de regulação é designado na literatura anglo-saxónica por *Price-cap*. Esta metodologia estabelece os limites máximos para os preços dos serviços fornecidos pela entidade regulada no início de cada período de regulação. Os preços são corrigidos em função da evolução do índice de preços ao consumidor, *Retail Price Index* (RPI),



diminuído de um valor percentual equivalente a um factor  $X$  de produtividade, para um período prefixado de anos de acordo com a expressão (2.6).

$$\bar{P}_{i,t} = \bar{P}_{i,t-1} \cdot \left( \frac{t_{inf} - X}{100} \right) \pm Z \quad (2.6)$$

Nesta expressão:

$\bar{P}_{i,t}$  - preço unitário máximo a que é vendido o serviço  $i$ , no período  $t$  (ano ou semestre);

$\bar{P}_{i,t-1}$  - preço unitário máximo a que é vendido o serviço  $i$ , no período  $t-1$  (ano ou semestre);

$t_{inf}$  - taxa de inflação;

$X$  - factor de eficiência em %;

$Z$  - factor de ajuste para situações extraordinárias, não dominadas pelas empresas (preço dos combustíveis, clima, ...).

O *Price-cap* foi originalmente adoptado no Reino Unido como uma alternativa ao método de regulação por custo de serviço/taxa de remuneração, tendo em conta a avaliação negativa desta metodologia por parte dos novos reguladores.

Ao implementar esta forma de regulação a entidade reguladora pretendia eliminar os riscos e custos relativos à sua actuação, dispensando os mecanismos de controlo que necessitassem de informações difíceis de obter. O *Price-cap* é visto como uma metodologia regulatória com regras simples e transparentes que pode proporcionar um maior grau de liberdade de gestão para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência parcial para os consumidores.

Dessa forma, a adopção desta metodologia contribuiria para reduzir o risco de funcionamento das entidades reguladoras (ao não as expôr a uma situação de assimetria de informações) e incentivando a acção eficiente das entidades reguladas, uma vez que, com preços fixos, estas podem apropriar-se da redução de custos que venha a ocorrer entre os períodos de regulação. Contudo, esta metodologia requer a definição de uma série de variáveis por parte da entidade reguladora, a saber, factor de produtividade, preço no período anterior  $\bar{P}_{i,t-1}$  de modo a iniciar esta forma regulatória e formas de incentivo ao investimento e à melhoria da qualidade de serviço prestado.

Com esta metodologia de regulação os riscos para as entidades reguladas aumentam relativamente à metodologia anterior. No entanto, também aumenta a possibilidade de estas obterem maiores lucros se conseguirem responder de forma adequada aos incentivos transmitidos pela entidade reguladora.

#### **2.4.2.2 Regulação por limites nos proveitos**

Nesta metodologia, os proveitos que as entidades reguladas podem obter são fixados pela entidade reguladora. Para o cálculo destes limites são tidos em conta o valor da taxa de inflação e um factor de eficiência. Estabelecido este limite, as entidades reguladas são incentivadas a diminuir os seus custos de exploração conseguindo desta forma aumentar os lucros. Esta metodologia é designada na literatura anglo-saxónica por *Revenue Caps*. Esta forma regulatória pode ser traduzida pela expressão (2.7).

$$R_{i,t} = \left( R_{i,t-1} + \sum Fac_j \cdot \Delta V_j \cdot \left( 1 + \frac{I-X}{100} \right) \pm Z \right) \quad (2.7)$$

Nesta expressão  $R_{i,t}$  representa a receita regulada estabelecida para empresa  $i$ , no período  $t$  e  $R_{i,t-1}$  corresponde ao valor estabelecido para o período anterior. A receita regulada do período  $t-1$  pode ser ajustada em função da variação do valor de variáveis  $V_j$  seleccionadas pela entidade reguladora considerando que a sua evolução ao longo do tempo tem um impacto significativo nas receitas ou na estrutura de custos da empresa regulada. Neste

sentido,  $Fac_j$  representa o impacto em  $R_{i,t}$  resultante de ocorrer uma variação unitária de  $V_j$ . O valor assim obtido é ainda, tal como na regulação por *Price Cap*, afectado pelo termo RPI-X. Finalmente a entidade reguladora pode aprovar a incorporação de uma parcela  $Z$  para fazer face a alterações de variáveis ou parâmetros não dominados pela empresa.

As variáveis  $V_j$  a considerar nesta expressão devem ser seleccionadas pela entidade reguladora em função de cada empresa ou actividade a regular e podem corresponder, por exemplo, à energia de perdas, à potência veiculada, ao número de clientes e à extensão das redes de transporte e ou distribuição por nível de tensão.

#### **2.4.2.3 Regulação por comparação**

Este tipo de regulação procura estimular a redução dos custos das entidades reguladas e a eficiência económica, bem como reduzir as assimetrias de informação existentes entre o regulador e a entidade regulada.

O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das entidades reguladas que serão utilizados na definição dos custos e preços. A aplicação deste mecanismo regulatório está relacionada com a comparação entre entidades similares. Ao utilizar-se uma entidade similar para realizar a comparação é normal dispor de uma entidade modelo fictícia que irá servir de referência às diversas comparações.

A remuneração de uma entidade é definida de acordo com o seu desempenho em relação aos outros agentes do sector, observando-se os padrões estabelecidos, o que faz com que a remuneração obtida seja sensível aos custos e comportamento das suas congéneres actuando em condições similares.

Como a entidade reguladora se encontra em desvantagem devido às grandes assimetrias de informação em relação às entidades reguladas, a adopção da regulação por comparação designada na literatura anglo-saxónica por, *Yardstick ou Benchmark Regulation*, torna-se mais eficiente do que aquela que é realizada para cada entidade individualmente.

Na prática, a heterogeneidade das entidades reguladas faz com que os reguladores, com o objectivo de facilitar a comparação entre elas, possam optar por criar subconjuntos empresariais possuindo características mais semelhantes e que definam uma entidade fictícia que possa servir como elemento de comparação para cada subconjunto. A entidade fictícia, caracterizada, por exemplo, pela média das variáveis representativas das empresas que pertencem a um mesmo subconjunto, é utilizada como um modelo de referência para a comparação entre as entidades.

No Chile e na Argentina esta forma de regulação é aplicada no sector da distribuição de energia eléctrica verificando-se que a utilização de indicadores relativos à eficiência e qualidade de serviço permite melhorar a comparação entre entidades reguladas.

Este tipo de regulação apresenta algumas dificuldades e riscos. Deverá existir total independência da entidade reguladora na escolha da entidade com a qual se realiza a comparação, evitando-se desta forma a possibilidade de manipulação pelas entidades reguladas. A definição dos parâmetros de comparação pode ser um processo bastante complexo, sendo por isso necessário equilibrar os interesses das diferentes entidades. Podem ainda ocorrer conflitos de interesses entre as empresas reguladas e os reguladores, relacionados com os aspectos essenciais do período regulatório, tais como: decisões de investimento, metas de eficiência e forma de aferição dessa eficiência.

## **2.5 Reestruturação do sector eléctrico em alguns países e regiões**

Nesta secção apresenta-se sumariamente a evolução histórica do processo de reestruturação do sistema de energia eléctrica em alguns países e regiões do mundo tendo em conta a sua importância no desenvolvimento deste processo.

### **2.5.1 Reestruturação do sector eléctrico no Reino Unido**

Até 1989, o sector eléctrico nestas regiões correspondia a um monopólio vertical integrado, com capitais exclusivamente públicos. A energia eléctrica produzida pela empresa *Central*

*Electricity Generating Board* (CEGB) era transportada em redes de alta e muito alta tensão até às subestações de interface com as redes de distribuição. Na época, existiam doze empresas distribuidoras de energia eléctrica, *Area Bords*, que operavam em áreas geográficas bem definidas, pelo que os consumidores não tinham quaisquer possibilidades de seleccionar o seu fornecedor.

Porém, em 1989 com a publicação do *Electricity Act*, iniciou-se o processo de reestruturação do sector eléctrico, com o início do processo de privatização. Os objectivos desta reformulação eram basicamente os seguintes [Fehr\_93]:

- reestruturação vertical do sector através da separação das actividades de produção e de transporte de energia eléctrica, até aí agrupadas na mesma entidade;
- reestruturação horizontal e liberalização da produção da energia eléctrica, criando condições para o aparecimento de um maior número de agentes participantes no mercado;
- criação de entidades regionais responsáveis pelas redes de distribuição, bem como pelo fornecimento de energia eléctrica aos clientes finais;
- progressiva liberalização das condições de fornecimento de energia eléctrica a clientes finais através da criação de um mercado ao nível da comercialização.

Com vista a atingir os objectivos anteriormente enunciados, a CEGB foi dividida em quatro grandes sub-sistemas:

- produção;
- transporte;
- distribuição;
- comercialização.

Com efeito, em 1990 a reestruturação no sector eléctrico deu origem a três entidades empresariais na área de produção. Duas dessas empresas, a *National Power* e *Power Gen*, com capitais totalmente privados, produziam energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis. Todas as centrais term nucleares eram propriedade da empresa pública *Nuclear Electric*. Na mesma data foi criada uma entidade independente, a *National Grid Company*, (NGC), com as seguintes funções principais [Steve\_01]:

- gestão da rede de transporte de energia eléctrica;

- fornecimento dos serviços operacionais, destinados a manter a integridade física do sector eléctrico;
- gestão e utilização de mecanismos para ultrapassar desequilíbrios em tempo real, e garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia eléctrica, a segurança e estabilidade do sistema;
- previsão dos consumos;
- gestão dos congestionamentos;
- garantia da qualidade no fornecimento de energia eléctrica entre a produção e os consumidores;
- garantia da estabilidade e segurança da rede eléctrica através da contratação ou fornecimento de serviços de sistema como potência reactiva, controlo de frequência e tensão e de reservas.

Embora cada uma das doze empresas de distribuição de energia eléctrica (*Regional Electric Companies*, REC, tivesse atribuída uma área geográfica específica, os consumidores com uma potência superior a 100 kW tinham a liberdade de seleccionar o seu fornecedor. A partir de 1998 a liberdade dos consumidores em escolher a empresa fornecedora de energia eléctrica, deixou de estar condicionada ao valor da potência contratada [Steve\_01].

Os encargos que o operador da rede de transporte cobra aos seus utilizadores resultam do sistema tarifário usado. As tarifas por utilização da rede de transporte são calculadas tendo em conta as características dos barramentos onde estão ligados os utilizadores da rede primária e o seu valor é estabelecido com base num modelo tarifário do tipo RPI-X (*Retail Price Index-X*). Esta metodologia de controlo dos preços foi concebida para proteger os agentes que são clientes de sectores do sistema de energia eléctrica não directamente explorados em regime competitivo ou que, tendo em conta a sua dimensão, não apresentem capacidade suficiente para negociar no mercado de forma adequada. Este modelo não permite que o preço médio seja aumentado acima do valor da taxa de inflação diminuído de um factor X [Saraiva\_00]. A remuneração das redes de distribuição é efectuada utilizando uma estratégia regulatória semelhante.

O sistema de energia eléctrica foi sofrendo uma reestruturação progressiva, tendo conduzido a um cenário da existência de vinte e duas empresas de produção de energia eléctrica a funcionarem num sistema em *Pool*. Até às dez horas de cada dia, as empresas estabeleciam o preço unitário e a capacidade de produção de energia eléctrica disponível para as necessidades de cada meia hora do diagrama de cargas do sistema referente ao dia seguinte. O Operador do Sistema (NGC) seleccionava e despachava os geradores para cada meia hora do diagrama de cargas com base numa ordem de mérito associada à ordenação crescente dos preços unitários apresentados. Todas as empresas de produção seleccionadas eram remuneradas com base no preço unitário do último gerador despachado.

Esta forma de organização do mercado, foi utilizada durante oito anos mas revelou-se incapaz de reduzir os preços da energia eléctrica. Esta metodologia não era atractiva para as empresas produtoras de energia eléctrica nem para os consumidores, visto que provocava uma grande volatilidade nos preços. Para ultrapassar estes problemas foram estabelecidos contratos financeiros, designados por contratos às diferenças, cuja descrição pormenorizada se apresentou na secção 2.2.2.2. Porém, esta estratégia ao invés do que era esperado, não se revelou uma metodologia adequada no que concerne à diminuição da elevada concentração do mercado de produção, e à falta de competitividade no sector da comercialização de energia eléctrica, conduzindo ainda à integração vertical da produção e da comercialização.

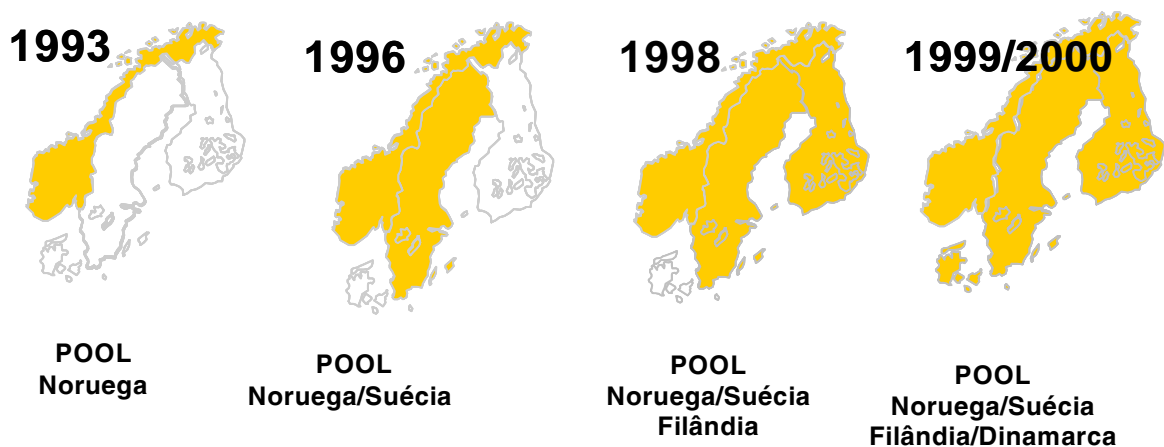
Para ultrapassar estes problemas, este esquema de funcionamento em *Pool* assimétrico obrigatório foi alterado em 2001 com a publicação do *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), sobre proposta da entidade reguladora, *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM). Esta nova organização pretendia introduzir um mecanismo de mercado inovador, com maior possibilidade de participação dos consumidores, menor oportunidade de manipulação dos preços e maior eficiência operativa. Para este efeito, o *Pool* assimétrico e obrigatório foi eliminado tendo-se optado por um sistema baseado na contratação bilateral.

O NETA permite aos compradores e aos vendedores estabelecerem contratos bilaterais comercialmente confidenciais, com base no mesmo período horário [OFGEM\_99]. Neste

modelo de exploração, os produtores de energia eléctrica informam a NGC dos geradores que tencionam colocar em funcionamento quatro horas antes da sua entrada em serviço. Com a mesma antecedência e baseado em critérios de previsibilidade, o Operador do Sistema é informado pelos agentes que intervêm na comercialização da energia eléctrica da quantidade necessária para satisfazer os respectivos diagramas de carga. Assim, o operador, para garantir o equilíbrio entre as potências gerada e consumida, poderá ter de solicitar ofertas aos produtores para fornecerem energia eléctrica adicional ou então para reduzirem a sua produção. A gestão dos congestionamentos na rede de transmissão e o aprovisionamento dos serviços de sistema são também duas funções importantes do Operador de Sistema, função cometida à NGC.

### 2.5.2 Reestruturação do sector nos Países Nórdicos

Os países nórdicos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca) foram progressivamente reestruturando os sistemas de energia eléctrica, criando um mercado competitivo comum designado por *Nord Pool* (*Nordic Power Exchange*). Na Figura 2.7 é apresentada a evolução cronológica do processo de reestruturação do sector eléctrico nos países nórdicos [NORDEL\_02a]. Recentemente, o *Nord Pool* passou a integrar igualmente uma zona situada no norte da Alemanha e está em estudo ou prestes a ser implementado a sua extensão à Estónia, Letónia e Lituânia.



**Figura 2.7** – Evolução histórica do mercado de energia eléctrica dos países nórdicos.



Neste sistema integrado, existem quatro Operadores de Sistema distintos, que constituem o *Nordel (Organization of Nordic System Operators)* e que são em simultâneo os proprietários/concessionários das redes de transporte, correspondente portanto a *TSO's*.

Até 1990, o sistema de energia eléctrica da Noruega funcionou como um monopólio verticalmente integrado, pelo que o preço da energia era fixado com base em decisões de natureza política.

Porém em 1990, o sector eléctrico começou a sofrer uma progressiva reestruturação, após a publicação da *Energy Act*. Em 1993 foi iniciado o funcionamento do mercado, que integrou os agentes produtores e compradores. Consequentemente, a regulamentação permitiu a separação das actividades até aí verticalmente integradas, introduzindo a competitividade no sub-sistema da produção, sendo a rede de transporte explorada como um monopólio natural. Foram ainda introduzidos novos esquemas tarifários baseados no conceito de preços nodais.

A principal inovação introduzida com o processo de reestruturação foi a eliminação do controlo e da propriedade do sistema de transporte pela *Statkraft*, e a criação de uma outra entidade nacional, a *Statnett*. Esta nova empresa passou a ser a proprietária da rede primária, bem como a desempenhar as funções de Operador do Sistema e do Mercado. Nesta altura, o mercado incluía duas entidades, o *ELSPOT* responsável pelo mercado diário, e a *ELTERMIN* responsável pelos mercados de Futuros e *Forward*.

Na Suécia, foi promulgada em 1995 uma nova legislação que permitiu o início da reestruturação do sector eléctrico. Em 1996, o sistema sueco associa-se ao norueguês, com vista à criação de um único mercado de energia eléctrica. Com a formação do mercado de electricidade nórdico, o *Pool* comum passou a ser designado por *Nord Pool ASA*. A principal inovação introduzida com o processo de reestruturação foi a eliminação do controlo e da propriedade do sistema pela *Vattenfall*, e a criação de uma outra entidade nacional, a *Svenska Kraftnät*. Esta nova empresa passou a ser a proprietária da rede primária da Suécia, bem como a desempenhar as funções de Operador do Sistema. No ano de 1999, com a junção da Finlândia e Dinamarca, o *Nord Pool ASA* passou a integrar dois mercados que funcionam de forma coordenada: mercado diário *ELSPOT* já referido e um

mercado designado por ELBAS para a Finlândia e Suécia e que se destina a comercializar contratos bilaterais estandardizados. Neste mesmo ano e no âmbito do mercado financeiro do *Nord Pool ASA*, foi criado um mercado de opções designado de ELOPTIONS. Em 2002, constituiu-se a empresa *Nord Pool Spot SA* em substituição do ELSPOT, como uma empresa independente participada pela *Nord Pool ASA* e pelos TSO dos países participantes [FlatabØ\_03], [NordPool\_04a], [NordPool\_04b].

No sistema de energia eléctrica dos países nórdicos, cada agente produtor e cada consumidor paga uma tarifa de ligação e de utilização da rede de transporte, ao respectivo proprietário. No que concerne aos pagamentos relativos à ligação, são definidos três níveis na rede primária: nacional, regional e local.

A tarifa de ligação e de utilização é estabelecida com base no investimento necessário ao estabelecimento da ligação, na energia produzida ou consumida, bem como na capacidade associada ao valor da potência máxima transaccionada. Todos os consumidores, independentemente das suas características, podem seleccionar o seu fornecedor de energia eléctrica. Porém, na Suécia os consumidores que escolhem um fornecedor diferente do que opera na sua área geográfica terão obrigatoriamente de instalar o equipamento de medida necessário. Se pretenderem mudar de fornecedor os consumidores não terão de proceder a qualquer pagamento adicional [NZIER\_05].

Nos países nórdicos o mercado de energia eléctrica inclui três plataformas principais: o mercado diário, o mercado de futuros e o mercado de regulação de energia. A gestão dos dois primeiros pertence à *Nord Pool*, cuja propriedade está repartida em partes iguais pelos TSO dos países participantes [Chridtic\_98]. Cada um destes operadores tem, por sua vez, a seu cargo a gestão do mercado de regulação de energia.

O *Nord Pool* constitui o mercado transnacional de energia eléctrica. Os seus objectivos fundamentais consistiam em organizar as transacções de energia bem como os contratos financeiros, desempenhando assim um papel importante no que se refere ao estabelecimento do preço da energia eléctrica nos mercados diário e de futuros.

O mercado diário funciona com 24 horas de antecedência e os agentes do mercado devem apresentar as suas propostas entre as 10:00 e as 12:00 horas do dia anterior, sendo-lhes comunicado o resultado de despacho até às 14:00 horas. No caso de pretenderem apresentar quaisquer reclamações poderão fazê-lo nos 30 minutos seguintes.

As propostas efectuadas correspondem a segmentos lineares, que estabelecem o preço com a quantidade de energia eléctrica disponibilizada ou pretendida. A participação no mercado diário não é obrigatória, excepto para algumas situações de congestionamento do sistema.

O mercado de futuros permite comprar energia eléctrica para um período semanal, ou então contratualizando, com uma antecipação máxima de 3 anos, com base na ponta do diagrama de cargas. Este modelo competitivo possibilita aos produtores e aos consumidores gerir os riscos associados às flutuações dos preços. Os contratos do mercado de futuros eram originalmente estabelecidos com a entrega física da energia eléctrica. Porém, em 1995 foi-lhes atribuída igualmente uma componente financeira, com base nos preços médios semanais do mercado *spot*.

O mercado da regulação da energia eléctrica é utilizado pelos TSO para equilibrar a produção e o consumo e nele podem participar todos os agentes, embora na sua maioria as propostas sejam realizadas pelos produtores, que se disponibilizam para aumentar ou diminuir as potências anteriormente contratualizadas. Os agentes de mercado devem apresentar as suas propostas entre as 15:00 e as 19:30 horas do dia anterior. A resposta ao pedido deste serviço, por parte dos agentes seleccionados, deve ter lugar num intervalo máximo de 10 ou de 15 minutos, conforme se trate do sistema sueco ou do norueguês, respectivamente.

Por exemplo, se for necessário aumentar a potência activa produzida para fazer face à saída de serviço de um gerador, então o Operador de Sistema aceita as ofertas que lhe são propostas com os preços mais baixos. O pagamento é estabelecido no final de cada hora, tendo como base o preço da última oferta a ser utilizada. Todos os agentes do sistema pagarão este serviço em função dos seus desvios relativamente aos valores programados.

### **2.5.3 Reestruturação do sector eléctrico na Califórnia**

No princípio dos anos 90, os grandes consumidores de energia eléctrica exigiam tarifas mais baixas, visto que o preço da energia neste estado era em média 40% superior ao praticado noutros estados. Esta situação devia-se principalmente à construção de centrais nucleares com custos de construção muito elevados. A reestruturação do sector eléctrico procurava então incentivar a introdução de novas tecnologias de produção em grande escala. Em 1994, a *Califórnia Public Utilities Commission* (CPUC) deu início ao processo de reestruturação do sector eléctrico. Em 1996, foi aprovada a *Assembly Bill 1890* (AB1890). Os principais elementos desta lei foram a separação do sector eléctrico em três actividades independentes relacionadas com a produção, com o transporte e com a distribuição. A primeira foi aberta à competitividade enquanto que as outras duas funcionavam como monopólios regulados. Foi também criado um mercado competitivo para a comercialização da energia através da introdução de comercializadores de energia. Teve também lugar a criação de duas entidades independentes sem fins lucrativos, o *Califórnia Power Exchange* (PX) e o *Independent System Operator* (ISO), sendo a primeira responsável pela administração do mercado diário e funcionando a segunda como Operador do Sistema [Alaywan\_98], [CISO\_99].

Até 1998, existiam companhias verticalmente integradas, que forneciam regionalmente os serviços de produção, de transporte e de distribuição. A partir desse ano, o controlo da rede de transporte da Califórnia foi transferido para o ISO, cujo objectivo fundamental era o de operar a rede de transporte de uma forma fiável e proporcionar um acesso livre a todos os utilizadores qualificados. O Operador de Sistema não possuía quaisquer activos nas empresas associadas aos sectores de produção, transporte e distribuição. As responsabilidades do ISO eram as seguintes:

- operação em tempo real da rede de transporte;
- aquisição dos serviços de sistema necessários;
- garantir o acesso livre à rede de transporte;
- assegurar o uso equitativo do sistema de transporte por todos os utilizadores;

- assegurar o funcionamento seguro do sistema tendo em conta os resultados do mercado diário bem como da contratação bilateral estabelecida em cada região da Califórnia.

O sistema de energia eléctrica da Califórnia possuía diversos mercados inter-relacionados, que se podiam classificar com base nos seguintes critérios:

- mercados definidos de acordo com os bens transaccionados:
  - mercado da energia;
  - mercado de utilização da rede de transporte;
  - mercado dos serviços de sistema.
- mercados definidos pelo horizonte temporal das transacções:
  - mercado diário;
  - mercado horário.

Com a reestruturação do sector eléctrico foram criadas diversas entidades designados na literatura anglo-saxónica por *Schedule Coordinators* (SC). Estas entidades funcionavam como intermediárias entre os produtores e os consumidores e desempenharam um papel fundamental no funcionamento do mercado. Os SC deviam informar o ISO das previsões de carga anuais e semanais dos agentes que representavam, apresentar propostas de produção de energia dos agentes produtores que representavam para que fosse possível realizar a coordenação com outras entidades, conseguindo-se desta forma um funcionamento seguro e fiável do sistema. Deviam ainda participar no mercado dos serviços de sistema, apresentando propostas de oferta e coordenando as alterações a efectuar nos planos de produção submetidos de acordo com as especificações do ISO [Alaywan\_98].

A estrutura do sector eléctrico na Califórnia permitia múltiplos mercados de energia e tanto os produtores como consumidores podiam seleccionar onde pretendiam realizar as suas transacções. Eram ainda permitidos contratos bilaterais estabelecidos entre entidades produtoras e empresas distribuidoras ou consumidores elegíveis.

Os agentes do sector eléctrico podiam transaccionar energia eléctrica através de um *Pool* do tipo simétrico. O funcionamento deste mercado era gerido pelo PX, que tem como

responsabilidade produzir um despacho equilibrado entre a produção e consumo e transmitir essa informação ao ISO. O PX recebia propostas de compra e de venda de energia para cada uma das horas do dia seguinte no mercado diário ou para a hora seguinte no caso do mercado horário, determinando os valores de produção de cada uma das entidades produtoras despachadas e o preço marginal correspondente.

Os contratos bilaterais estabelecidos e os despachos obtidos pelo PX deviam ser comunicados ao ISO, que tinha a responsabilidade de garantir a segurança, controlo e monitorização do sistema.

O ISO era responsável pelo funcionamento dos mercados associados à rede de transporte de energia eléctrica diário e horário, através do processo de gestão dos congestionamentos. Esta estratégia permitia disponibilizar equitativamente a rede de transporte a todos os agentes participantes no mercado.

Para facilitar esta tarefa, o ISO aceitava ofertas de ajuste (um dia ou uma hora antes do consumo da energia), apresentadas pelos comercializadores da energia aos SC. Os SC que operavam em zonas congestionadas devido ao trânsito de elevadas quantidades de energia eléctrica, podiam voluntariamente cortar os seus fornecimentos ou adquirir produção adicional na sua área de controlo para satisfazer a procura. Se os participantes do mercado não apresentassem ofertas adequadas e estivessem a utilizar linhas em regime de sobrecarga, então deveriam pagar ao ISO uma tarifa referente à gestão dos congestionamentos.

O processo de reestruturação do sector eléctrico na Califórnia apresentou muitos problemas no início desta década, caracterizados por cortes no fornecimento de energia eléctrica em grande escala e preços de energia eléctrica muito elevados. Estes problemas foram justificados pela falta de investimentos em infra-estruturas de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica e por uma regulação pouco adequada. Esta situação serviu de alerta para muitos países que estavam a iniciar o processo de reestruturação dos seus sectores eléctricos e para os que já tinham iniciado o processo, para que a reestruturação dos sistemas eléctricos fosse realizada duma forma mais cautelosa. Destas preocupações destaca-se o cuidado a ter com o incentivo ao investimento em infra-estruturas importantes para garantir o bom funcionamento do sector eléctrico, criando sistemas tarifários que

reflectam, duma forma adequada, quer os custos de exploração quer os de investimento, e assegurem a remuneração total das actividades dos diversos sectores. Após o colapso das estruturas resultantes da reestruturação, ocorrida nos anos 90, e dos elevados encargos financeiros daí resultantes, regressou-se a um sistema regulado mais tradicional associado ao estabelecimento de contratos de fornecimento de energia a longo prazo [CAISO\_06].

#### **2.5.4 Directivas Europeias**

No contexto da criação do mercado único europeu, a Comissão Europeia tomou a iniciativa de dinamizar o processo de liberalização do sector eléctrico, que veio a resultar na publicação da Directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro de 1996, para a criação de um Mercado Interno de Electricidade [ERSE\_96], [Directiva\_96]. Esta directiva apresentava uma orientação geral tendente a criar uma nova organização para o sector eléctrico, tendo em conta o movimento de reestruturação que já se tinha iniciado em alguns países, inclusive em países da União Europeia.

Devido à existência de países na União Europeia que já tinham iniciado o movimento de reestruturação do sector eléctrico, ao mesmo tempo que outros se mostravam reticentes, a directiva previa a existência de estruturas em *Pool* e/ou estruturas baseadas em contratos bilaterais.

A Directiva 96/92/CE abordava diversos temas relativos à organização do sector associados à Produção de Energia Eléctrica, Exploração das Redes de Transporte e Distribuição, Especificação e Transparência da Contabilidade e Organização do Acesso às Redes.

Relativamente à construção de novas instalações de produção, os Estados-Membros poderiam optar entre um sistema de autorização e/ou um sistema de adjudicação por concurso. Para qualquer um dos sistemas adoptados era necessário garantir critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios.

A directiva realçava a necessidade de especificação e transparência da contabilidade, referindo que uma autoridade competente tinha direito ao acesso à contabilidade das

empresas de produção, transporte e distribuição mesmo que estas pertencessem a uma empresa verticalmente integrada cuja consulta fosse necessária para a sua missão de controlo. Tal procedimento tinha como objectivo evitar situações de discriminação, de subsídios cruzados e de distorção de concorrência.

Relativamente à organização do Acesso à Rede, os Estados- Membros podiam optar entre os diferentes sistemas previstos nos artigos 17º e 18º do Capítulo VII da Directiva. No entanto, era necessário garantir critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios, sendo fundamental para a implementação da condição de competitividade. Previam-se então duas formas de Acesso à Rede, consubstanciadas num sistema negociado e num sistema baseado num comprador único.

Sobre o sistema de acesso negociado à rede, o nº 1 do artigo 17º referia que “os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para que os produtores e, caso os estados membros autorizem a sua existência, as empresas fornecedoras de energia eléctrica e os clientes elegíveis, dentro e fora do território abrangido pela rede, possam negociar entre si um acesso à rede que lhes permita celebrar contratos de fornecimento na base de acordo comerciais voluntários”. Para garantir a transparência e facilitar as negociações de acesso à rede, os Operadores de Rede deveriam publicar preços indicativos para a utilização das redes de transporte.

No sistema de acesso baseado num comprador único previa-se que os países da União Europeia designassem uma pessoa colectiva como comprador único num determinado território coberto por um operador da rede. Neste sistema deveria ser definida uma tarifa não discriminatória para a utilização da rede de transporte. Os clientes elegíveis poderiam realizar contratos de fornecimento com produtores ou com empresas fornecedoras fora do território abrangido pela rede.

No artigo 19º foi estabelecido o ritmo mínimo de abertura do mercado. Para isso, considerou-se que a quota de mercado nacional a utilizar para identificar os clientes elegíveis fosse determinada com base na quota comunitária de electricidade consumida pelos consumidores finais que gastam mais de 40 GW.h/ano (por local de consumo e incluindo autoprodução). Esta quota média comunitária era calculada pela Comissão Europeia e, com ela, era definida a percentagem de abertura do mercado. Desta forma, a quota de cada mercado nacional foi sendo progressivamente aumentada durante um



período de 6 anos. Assim, ao fim de 3 anos, após a entrada em vigor da Directiva, o limiar de elegibilidade passou para 20 GW.h/ano e ao fim dos 6 anos passou para 9 GW.h/ano.

Entretanto, em 2003 foi aprovada uma nova directiva, a Directiva 2003/54/CE, que revogou a Directiva 96/92/CE. Esta nova directiva teve em conta a experiência adquirida com a implementação da Directiva anterior na construção do Mercado Interno de Electricidade em termos de eficiência, redução dos preços, padrões de serviço mais elevados e maior competitividade [Directiva\_03]. A transposição da Directiva 2003/54/CE para Portugal foi formalizada através do Decreto de Lei 29/2006, de 15 de Fevereiro.

Nesta Directiva foi eliminada a figura do comprador único e definida a liberalização total dos mercados grossista e retalhista. Foram também definidas com clareza as actividades de produção, transporte e comercialização de electricidade. Com o objectivo de aumentar o número de participantes nos mercados e, desta forma, aumentar a participação dos agentes produtores e comercializadores de pequena dimensão, a Directiva estabeleceu a data de 1 de Julho de 2007 como data limite para que todos os consumidores obtivessem a condição de elegibilidade.

Esta Directiva procurou dar indicações aos Estados-Membros para que as deficiências encontradas no funcionamento do mercado fossem eliminadas. Algumas das medidas adoptadas referem-se a:

- assegurar condições de concorrência equitativa a nível da produção;
- reduzir o risco de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios;
- garantir tarifas de transporte e distribuição não discriminatórias através do acesso à rede com base em tarifas conhecidas;
- garantir a protecção dos direitos dos pequenos clientes;
- divulgar informação sobre as fontes de produção de energia eléctrica e o respectivo impacto ambiental.

A Directiva estabeleceu mecanismos que permitiram, com a máxima transparência, definir as obrigações de serviço público e de protecção do consumidor que incumbem, eventualmente, a algumas empresas do sector e obrigou todos os Estados-Membros a criar entidades reguladoras independentes. Estas entidades devem ser independentes dos

interesses existentes no sector eléctrico. Do conjunto de obrigações associadas às entidades reguladoras destacam-se:

- proteger eficazmente os consumidores;
- estabelecer condições de acesso às redes, incluindo as tarifas;
- promover activamente o desenvolvimento de mercados concorrenciais de electricidade e gás natural;
- manter sob supervisão e controlo os níveis de concorrência, qualidade, segurança de fornecimento e cumprimento das obrigações de serviço público;
- contribuir activamente para a construção do mercado interno, através da estreita colaboração com as restantes autoridades de regulação e com a Comissão Europeia;
- preparar procedimentos para autorizar novas interligações e para a respectiva gestão;
- preparar procedimentos para resolver congestionamentos;
- definir períodos máximos de espera por novas ligações por parte das empresas de rede;
- garantir a separação contabilística entre os diversos agentes.

Com esta Directiva os consumidores, comercializadores e produtores passaram a ter o direito de utilizar as redes de distribuição e transporte de energia, incluindo as interligações transfronteiriças, mediante o pagamento de tarifas reguladas. A existência de condições de acesso não discriminatório e de tarifas reguladas que reflectem correctamente os custos, sem subsídios cruzados, permite o exercício efectivo do direito de acesso e utilização das redes por terceiros e o desenvolvimento do mercado de electricidade.

No âmbito desta Directiva a operação das redes de distribuição e transporte terá de ser exercida por entidades legalmente separadas de outras entidades com interesses na produção e/ou comercialização de energia, garantindo desta forma o tratamento não discriminatório a todos os utilizados da rede.

Ao abrigo desta Directiva, os Estados-Membros devem designar, ou solicitar às empresas proprietárias das redes de transporte e/ou distribuição que designem, por um período a determinar pelos Estados-Membros, em função de considerações de eficácia e equilíbrio económico, um ou vários operadores para a rede de transporte e distribuição, relativamente aos quais o referido diploma estabelece um conjunto de responsabilidades e obrigações a

que os mesmos devem obedecer. Relativamente ao operador da rede de transporte são atribuídas algumas funções, entre as quais se destacam as seguintes:

- assegurar a capacidade da rede, a longo prazo, para responder a pedidos razoáveis de transporte de energia eléctrica;
- contribuir para a segurança do fornecimento através de uma capacidade de transporte adequada e da fiabilidade do sistema;
- gerir os trânsitos de energia na rede, tendo em conta as trocas com outras redes interligadas;
- assegurar a disponibilização dos serviços de sistema indispensáveis ao bom funcionamento do sector eléctrico;
- garantir que não existe discriminação, designadamente entre os utilizadores da rede, em especial em benefício de empresas suas participadas ou coligadas;
- facultar aos utilizadores da rede as informações de que necessitem para um acesso eficaz à rede.

Nas situações em que o operador da rede de transporte faz parte de uma empresa verticalmente integrada, deve haver garantia de este ser independente das outras actividades, pelo menos no plano jurídico da organização e da tomada de decisões. Um Estado-Membro poderá solicitar ao Operador do Sistema, quando efectua o despacho das unidades de produção, que dê prioridade às unidades de produção que utilizam fontes de energia renováveis, resíduos ou ainda às unidades de cogeração.

Relativamente ao sector da produção de energia eléctrica, são referidos na Directiva os procedimentos a cumprir para ser autorizada a construção de novas unidades de produção, de acordo com critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios. Alguns dos critérios estão associados à fiabilidade e segurança do funcionamento do sector eléctrico, à eficiência energética, à natureza das fontes primárias e à capacidade técnica, financeira e económica dos requerentes.

Os parâmetros que os governos ou as entidades reguladoras devem monitorizar de modo a garantir a segurança do fornecimento da energia eléctrica são os seguintes:

- equilíbrio entre a oferta e a procura;
- nível de procura previsto;

- capacidade de produção suplementar prevista ou em construção;
- qualidade e nível de manutenção das redes;
- medidas para fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais fornecedores.

De 2 em 2 anos deve ser publicado um relatório contendo as conclusões da monitorização efectuada mencionando as medidas que estão a ser adoptadas, ou que se prevêem adoptar, para resolver eventuais constrangimentos.

Com o objectivo de melhorar as contribuições apresentadas pela Directiva 2003/54/CE está prevista a entrada em vigor da Directiva 2009/72/CE em 3 de Março de 2011 [Directiva\_09]. Nesta nova Directiva é dada particular importância aos aspectos relacionados com a segurança do fornecimento de electricidade e com a separação efectiva entre as redes e as actividades de produção e comercialização. Desta forma, a nova Directiva prevê que os Estados-Membros deverão facilitar o acesso transfronteiriço de novos comercializadores de electricidade e de novos produtores de energia, com o objectivo de assegurar a disponibilidade e o abastecimento de todas as fontes de energia, ao preço mais competitivo possível para os consumidores.

Esta nova Directiva reforça a necessidade de garantir a existência de uma efectiva separação entre as actividades associadas às redes e as actividades de produção e comercialização para evitar o risco de discriminação, não apenas na exploração da rede, mas também para incentivar os investimentos nas redes de transporte e de distribuição. Está também prevista a criação da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte- REORT por parte dos operadores das redes de transporte de electricidade.

Finalmente, esta nova Directiva prevê um reforço das competências e da independência das entidades reguladoras e que incluem:

- a promoção de um mercado interno de electricidade competitivo;
- o desenvolvimento de mercados regionais concorrenciais e em bom funcionamento;
- supressão das restrições ao comércio de electricidade entre os Estados-Membros;
- desenvolvimento de capacidades adequadas de transporte transfronteiriço para satisfazer e reforçar a integração dos mercados nacionais facilitando o fluxo de electricidade através da Comunidade Europeia.

## **2.5.5 Reestruturação do sector eléctrico na Península Ibérica**

### **2.5.5.1 Sector eléctrico de Espanha**

Até 1995, o sector eléctrico espanhol encontrava-se organizado em termos de um conjunto de empresas verticalmente integradas, cada uma operando numa área geográfica específica. Isto significava que apesar de existirem várias empresas, não existia competição e os clientes encontravam-se fisicamente e comercialmente ligados à empresa concessionária da respectiva região. Porém, em 1995, foi publicada nova legislação, de acordo com a qual o sector eléctrico passou a ser organizado em termos de um sistema integrado e de um sistema independente. Este modelo de organização para o sector eléctrico foi muito contestado o que implicou a necessidade de se criar uma nova organização para o sector dando origem ao mercado de electricidade espanhol que se iniciou em 1 de Janeiro de 1998.

As disposições que impulsionaram a liberalização do sector eléctrico espanhol têm como antecedente a Directiva Europeia 96/92. Esta directiva foi transposta para o plano jurídico através da publicação da *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico*, que constituiu a base normativa para a criação e desenvolvimento do mercado eléctrico espanhol [Ley\_97]. Nesta nova estrutura foi eliminada a noção tradicional de serviço público, substituindo-a pela de garantia de abastecimento. Esta disposição legal forçou a desintegração vertical até aí existente no sector, facilitando o acesso de novos agentes à rede, mantendo o transporte e a distribuição como monopólios naturais. São assim criadas duas novas entidades, uma responsável pela operação do mercado, a *Companhia Operadora del Mercado Español de Electricidade*, OMEL e outra para realizar a gestão técnica do sistema a *Red Eléctrica de España, S.A.*, REE [CNSE\_00a], [CNSE\_00b].

Para realizar a regulação deste mercado competitivo foi criada a *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*, CNSE. Esta entidade tem como principais objectivos e funções a elaboração de propostas de tarifas, o planeamento, o cálculo das remunerações das actividades reguladas, a preparação de nova legislação, a supervisão do sector e a resolução de conflitos entre os diferentes agentes intervenientes no mercado.

Os principais agentes que actuam no mercado de energia eléctrica em Espanha são os seguintes:

- produtores;
- auto produtores e produtores em regime especial;
- agentes comerciais;
- distribuidores;
- consumidores qualificados;
- agentes externos.

No mercado de energia eléctrica realiza-se um conjunto de transacções devido à participação dos agentes nas sessões do mercado diário e intra-diário e aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema. Os contratos bilaterais físicos realizados por vendedores e compradores integram-se no mercado da produção, uma vez finalizado o mercado diário.

São considerados como agentes do mercado as empresas habilitadas pelo Operador de Mercado, podendo participar como vendedores ou compradores de energia eléctrica. Podem actuar como agentes do mercado os produtores, distribuidores e agentes comercializadores de energia eléctrica, bem como as empresas ou consumidores residentes em outros países, que tenham a habilitação de agentes externos.

O funcionamento do mercado eléctrico em Espanha é baseado em quatro processos inter-relacionados mas não necessariamente consecutivos:

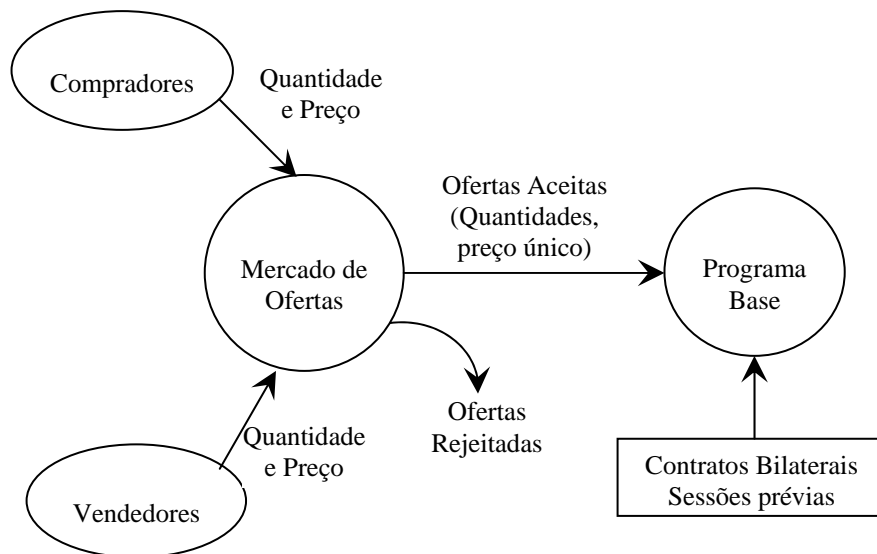
- Mercado Diário;
- Gestão das Restrições Técnicas;
- Mercado Intra-diário;
- Mercado dos Serviços de Sistema.

### **Mercado diário**

Neste mercado são realizadas as transacções de compra e venda de energia eléctrica, através de ofertas livres e competitivas para cada uma das horas do dia seguinte. Este mercado é gerido pela OMEL.

É neste mercado que se realiza a maioria das transacções. Os agentes que realizam ofertas são as unidades de produção disponíveis, assim como os agentes externos registados como vendedores. Realizam ofertas de compra os agentes distribuidores e comercializadores, bem como os consumidores qualificados e os agentes externos registados como compradores. Para poderem exercer o direito de compra ou de venda de energia eléctrica, os agentes do mercado devem ter o estatuto adequado.

O operador de mercado recebe as ofertas de compra e venda de energia eléctrica para as 24 horas do dia seguinte até as 10:00 horas de cada dia. O resultado deste mercado é designado por Programa Base de Funcionamento, que se obtém até às 11:00 horas e que garante que não é ultrapassada a capacidade máxima das interligações com os sistemas de energia eléctrica adjacentes. Devem ser considerados os contratos bilaterais físicos que afectam as interligações internacionais. Este programa base incorpora o preço marginal para cada período horário, os agentes despachados bem como as suas capacidades de energia. Na Figura 2.8 é apresentado o processo do mercado diário de energia eléctrica de Espanha, gerido pelo OMEL.



**Figura 2.8** – Representação do funcionamento do Operador de Mercado [CNE\_02].

### **Gestão técnica das restrições**

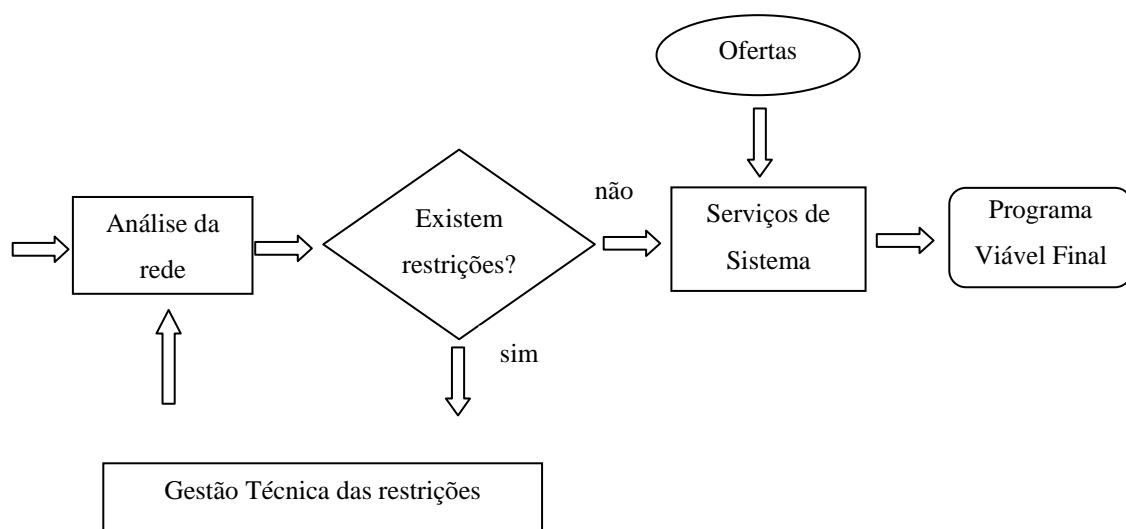
A gestão técnica das restrições consiste nas modificações que serão necessárias introduzir no programa de produção, obtido no mercado diário, como consequência das limitações da

rede de transporte ou de outros sectores do sistema. É realizada pelo Operador do Sistema com a colaboração do Operador de Mercado.

Com efeito, uma vez finalizada a sessão do mercado diário e recebida a informação relativa aos contratos bilaterais físicos nacionais, o Operador do Sistema avalia a viabilidade técnica do programa de funcionamento das unidades de produção, para garantir a fiabilidade do fornecimento da energia eléctrica através da rede de transporte. Este processo realiza-se diariamente entre as 11:00 e as 14:00 horas, para as 24 horas do dia seguinte.

Se o resultado do mercado diário acrescido dos valores das potências provenientes dos contratos bilaterais físicos não respeitarem a capacidade máxima das interligações entre os sistemas eléctricos, ou os requisitos de fiabilidade, o procedimento da solução de restrições técnicas modifica, em primeiro lugar, as compras ou vendas a sistemas externos que provoquem o congestionamento das interligações, e em segundo lugar, as quantidades de energia das unidades de produção despachadas.

As estratégias de gestão técnica do sistema são necessárias para garantir que o fornecimento de energia se faça em boas condições de qualidade, fiabilidade e segurança, e que as quantidades de potência produzida equilibrem os consumos. Na Figura 2.9 apresenta-se o diagrama das funções do Operador do Sistema.



**Figura 2.9** – Representação do funcionamento do Operador do Sistema [CNE\_02].



## **Mercado intra-diário**

No mercado intra-diário são negociadas quantidades de energia adicionais, para dar resposta à necessidade de ajustes entre a oferta e a procura posteriores ao mercado diário. O Operador do Sistema gere este mercado com a colaboração do Operador do Mercado.

Depois da gestão das restrições técnicas e antes da primeira sessão do mercado intra-diário, o Operador de Sistema organiza um leilão para a regulação secundária de frequência (entre as 14:00 e as 16:00 horas). Este leilão faz parte do mercado dos serviços de sistema, ficando assim definido o Programa Viável Final, PVF.

Às 16:00 de cada dia, o Operador de Mercado inicia a primeira sessão do mercado intra-diário que engloba quatro horas do presente dia e as 24 horas do dia seguinte. O Operador do Sistema, por sua vez, convoca um leilão para a regulação terciária de frequência, até as 22:00 horas desse mesmo dia, para cada uma das horas do dia seguinte.

O Operador do Sistema realiza a gestão das restrições técnicas depois de cada sessão do mercado intra-diário, podendo modificar os resultados obtidos nesse mercado, no caso de identificar a violação de algumas restrições que impossibilitem o normal funcionamento do sistema. Os resultados finais deste processo dão origem aos programas horários finais. Na Tabela 2.1, são apresentadas as diferentes sessões do mercado intra-diário e os respectivos horizontes de programação.

**Tabela 2.1** – Horizonte de programação das sessões intra-diárias.

Sessões do Mercado Intra-Diário	Horizonte de Programação (horas)
Intra-diário 1	28
Intra-diário 2	24
Intra-diário 3	20
Intra-diário 4	17
Intra-diário 5	13
Intra-diário 6	9

### **2.5.5.2 Sector eléctrico em Portugal**

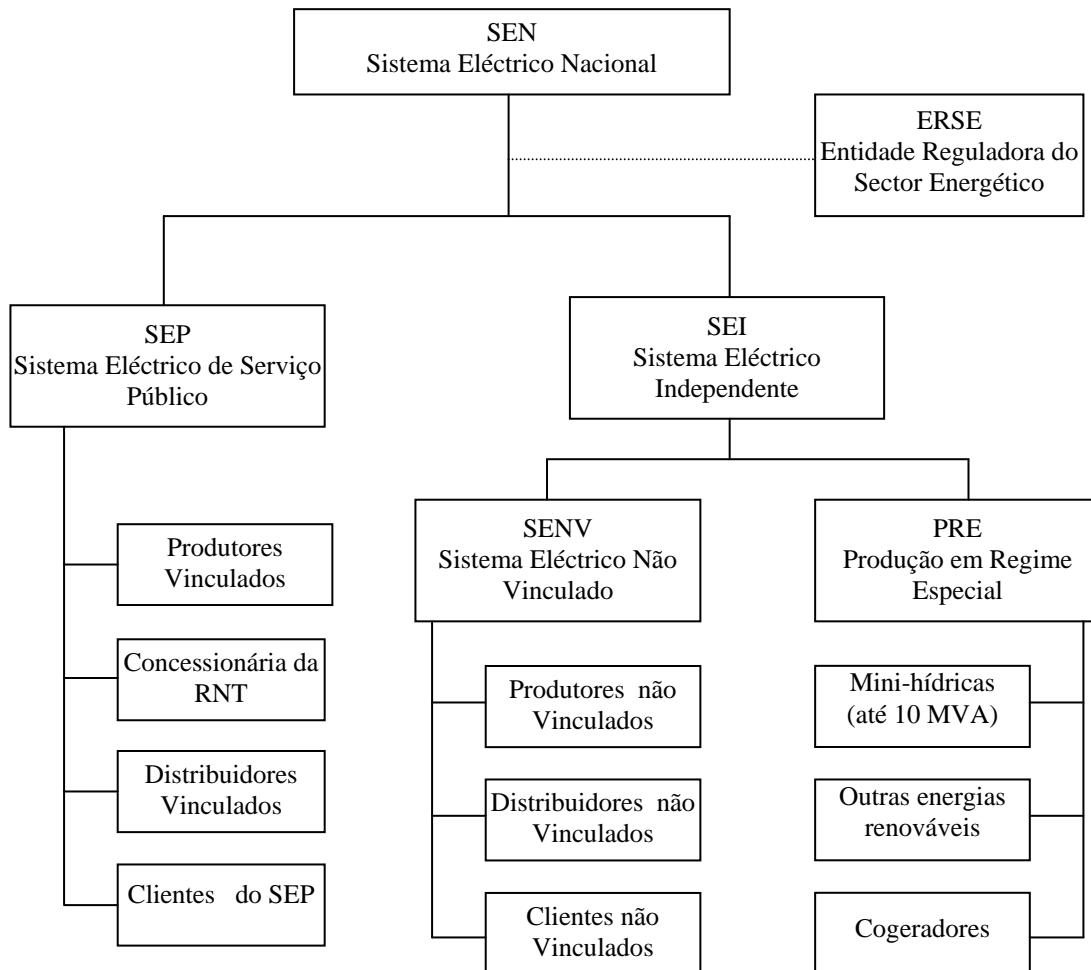
Em 1969, deu-se a fusão de cinco grandes empresas do sector eléctrico sendo criada a Companhia Portuguesa de Electricidade, CPE. Em 1975, ocorreu o processo de nacionalização de todas as empresas do sector eléctrico associadas à produção, ao transporte e à distribuição. Em 1976, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 502/76 de 30 Junho, a empresa pública Electricidade de Portugal (EDP) [Paiva\_05]. Com esta fusão procurou-se integrar a distribuição dos municípios, estabelecer uma tarifa única para cada categoria de consumidores, melhorar o processo de electrificação e a qualidade da rede. Esta nova empresa ficou responsável pela produção, transporte e distribuição de energia. Devido a esta estrutura verticalmente integrada o sector eléctrico funcionava como um monopólio estatal. Durante vários anos, a EDP e o sector eléctrico português confundiam-se. A EDP como empresa monopolista era pouco sensível às necessidades e desejos dos seus clientes.

O ano de 1988 constitui um marco importante na reestruturação do sector com a publicação de diversos diplomas legais. Com efeito, em Maio desse ano foi aprovado o Decreto-Lei 189/88, cujo principal objectivo foi o de incentivar investimentos em pequenos aproveitamentos hídricos, parques eólicos e centrais de cogeração. A EDP foi também obrigada a aceitar nas suas redes a energia eléctrica produzida nestes aproveitamentos, bem como a remunerá-la através de tarifas reguladas.

Em 1995, foi publicada nova legislação que incluía os Decreto-Lei n.º 182/95 a 188/95, que constituíram a base legal do funcionamento do sector eléctrico. Algumas partes destes diplomas viriam a ser revistas com a publicação de novos Decretos-Lei nos anos seguintes. Com toda esta legislação ficaram estabelecidas as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional, SEN, em termos do sistema eléctrico de serviço público e do Sistema Eléctrico Independente, SEI. No âmbito do pacote legislativo de 1995 foi criada a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, actualmente designada por Entidade Reguladora do Sector Energético, ERSE, à qual foram atribuídas funções de índole regulamentar, gestão de conflitos entre os intervenientes no sistema e funções administrativas. Na tentativa de obter medidas eficientes e inovadoras, a ERSE tem de ter em conta os comportamentos dos agentes, os objectivos políticos da União Europeia e as propostas da Comissão Europeia, bem como o actual modelo de organização do sector eléctrico nacional e o seu quadro legislativo. Esta legislação cumpria já alguns dos requisitos do que viria a ser a Directiva Europeia 96/92, que definiu as regras comuns para o mercado interno de electricidade, dentro da União Europeia, UE.

## Organização do sector eléctrico

Na Figura 2.10, encontra-se representado de forma esquemática a estrutura do sector eléctrico nacional decorrente da legislação publicada em 1995 [REN\_01].



**Figura 2.10** - Constituição do sistema eléctrico nacional.

O SEN assentava na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público, SEP e de um Sistema Eléctrico Independente, SEI [ERSE\_01a]. Ao SEP pertenciam os produtores vinculados (entidades titulares de licenças vinculadas de produção), a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, RNT, os distribuidores vinculados (entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição) e os clientes vinculados (clientes do SEP). A rede eléctrica nacional de transporte era explorada em regime de concessão de serviço público pela REN (Rede Eléctrica Nacional, S.A.). Os produtores vinculados tinham um relacionamento comercial com a REN, em regime de exclusividade. O relacionamento entre as duas unidades era realizado através de Contratos de Aquisição

de Energia (CAE). O preço médio da energia eléctrica pago pela REN às empresas de produção vinculadas variava de umas para as outras em função da disponibilidade de produção apresentada pela empresa e pelas características específicas de cada central, nomeadamente a tecnologia utilizada e a idade da central.

O SEI englobava o Sistema Eléctrico Não Vinculado, SENV e os Produtores em Regime Especial, PRE). O SENV era composto por Produtores não Vinculados, PNV, Distribuidores não Vinculados, DNV e clientes não vinculados. A licença de DNV e PNV era atribuída pela Direcção Geral de Energia, DGE. O acesso ao estatuto de CNV era feito mediante uma autorização de adesão ao SENV, concedida pela ERSE. Os clientes com possibilidade de aderir ao SENV, denominados por clientes elegíveis ou qualificados, eram consumidores em Muito Alta Tensão, MAT, Alta Tensão, AT e Media Tensão, MT com 9 GWh de consumo anual, por ponto de consumo.

A legislação vigente obrigava o SEP a comprar energia eléctrica aos PRE. Os sobrecustos decorrentes da aquisição da energia provenientes destes produtores são incorporados nas tarifas e imputados a todos os clientes do SEN, independentemente de serem vinculados ou não.

As entidades incluídas no SENV ficaram com a opção de participar no mercado de ofertas, para tal era necessário a obtenção do estatuto de agentes de ofertas definido no Regulamento de Relações Comerciais, RRC e, nesse caso, poderiam apresentar ofertas de compra e venda de energia eléctrica ao Gestor de Ofertas. As transacções realizadas neste sistema seriam geridas pela REN através dos gestores do sistema e do Gestor de Ofertas. Existia também a possibilidade de se estabelecerem contratos bilaterais entre os agentes de ofertas e uma outra entidade do sector eléctrico nacional ou externa [ERSE\_05].

A coexistência no SEN de dois sistemas com lógicas tão diferentes como o SEP e o SEI, exigia que existissem mecanismos de regulação que a viabilizassem. Esta regulação foi realizada pela ERSE. Sob o ponto de vista jurídico a ERSE é uma entidade dotada de autonomia administrativa e financeira. As suas principais competências são:

- elaboração e respectivas actualizações dos Regulamentos Tarifários, das Relações Comerciais, do Despacho e Acesso as Redes e às Interligações;

- definição dos valores das tarifas e preços a aplicar e respectiva divulgação pelos agentes do sistema;
- fiscalização do cumprimento do regulamento da qualidade de serviço, determinação das compensações a realizar devido a incumprimentos por parte dos agentes;
- emissão de pareceres sobre os planos de expansão do sistema electroprodutor do SEP;
- definição de regras de acesso ao SENV, assim como as regras para a definição da parcela das necessidades de potência e energia que as entidades titulares de licença vinculada de distribuição podem adquirir a entidades exteriores ao SEP.

Com a entrada em vigor da Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que revogou a Directiva 96/92/CE foram estabelecidas novas regras para o mercado interno da electricidade, implicando a alteração da legislação aprovada em 1995 e 1997. Estas alterações deram origem ao Decreto-Lei 29/2006, de 15 de Fevereiro.

O presente Decreto-Lei, define para o sector eléctrico um quadro legislativo coerente e articulado com a legislação comunitária e os principais objectivos estratégicos aprovados na referida resolução. Neste sentido, são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial.

Em contraposição com o anterior regime, o novo quadro estabelece um sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público. As obrigações de serviço público contemplam os seguintes aspectos:

- segurança, regularidade e qualidade do fornecimento de energia eléctrica;
- garantia da universalidade da prestação do serviço;
- garantia de ligação de todos os clientes;
- protecção dos consumidores em relação a tarifas e preços;
- promoção da eficiência energética, o ambiente e utilização racional dos recursos renováveis e endógenos;

- convergência do Sistema Eléctrico nacional, SEN, solidariedade com os sistemas eléctricos das regiões autónomas.

A produção de electricidade integra a produção em regime ordinário e a produção em regime especial. Neste contexto, a actividade de produção de electricidade em regime ordinário é livre, ficando sujeito à obtenção de licença de produção a atribuir pela entidade licenciadora, a solicitação do interessado e é exercida em regime de concorrência. A cada centro electroprodutor corresponde uma licença de produção de electricidade e é autorizada a acumulação de licenças de produção de electricidade. A quota de capacidade de produção de electricidade, em regime ordinário, detida pelo interessado em 31 de Dezembro do ano anterior ao da apresentação do pedido, no âmbito do mercado ibérico de electricidade, não pode ser superior a 40% da potência total instalada. A produção em regime especial é regulada por legislação especial para incentivar a utilização de recursos renováveis ou produção combinada de calor e electricidade.

A actividade de transporte de electricidade é exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte, RNT, a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. Esta actividade é separada jurídica e patrimonialmente das demais actividades desenvolvidas no âmbito do sistema eléctrico nacional, assegurando-se a independência e a transparência do exercício da actividade e do seu relacionamento com as demais. Considerando que a rede nacional de transporte assume um papel crucial no sistema eléctrico nacional, a sua exploração integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema.

Relativamente a distribuição de electricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição, que corresponde à rede em média e alta tensão, e da exploração das redes de distribuição em Baixa Tensão. A rede nacional de distribuição é explorada mediante uma única concessão do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público, convertendo-se a actual licença vinculada de distribuição de electricidade em média e alta tensão em contrato de concessão, no respeito das garantias do equilíbrio de exploração da actual entidade licenciada. As redes de distribuição em baixa tensão continuam a ser exploradas mediante concessões municipais, sem prejuízo de os

municípios continuarem a poder explorar directamente as respectivas redes. Esta actividade é juridicamente separada das actividades do transporte e das demais actividades não relacionadas com a distribuição.

A actividade de comercialização de electricidade é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente, definindo-se, claramente, o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade. No exercício da sua actividade, os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Para o efeito, têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição de electricidade, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores, destinatários dos serviços de electricidade, podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada do ponto de vista contratual. Relativamente aos comercializadores foi criada a figura do comercializador de último recurso, sujeito a regulação, que assume o papel de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente aos mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade de serviço.

### **2.5.6 O Mercado Ibérico de Energia Eléctrica**

A criação do Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL, constituiu uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, sendo um passo importante na construção do mercado interno de electricidade. Com a concretização do MIBEL, passa a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha.

Em 1997, os governos Português e Espanhol iniciaram um processo de cooperação com o objectivo de construir o MIBEL [ERSE\_01b]. Em 1998, foi assinado pelo Ministério da Economia de Portugal e o Ministério da Indústria e Energia de Espanha um Memorando de Acordo de cooperação em matéria de energia eléctrica, na sequência do qual foram realizados vários estudos e reuniões. Em 2001, foi assinado um novo protocolo de colaboração entre os dois governos, que estabeleceu as medidas que permitiram o início de funcionamento do MIBEL, a partir de Janeiro 2003. Para um bom funcionamento do MIBEL tornou-se necessário que as medidas a adoptar permitam uma convergência entre os dois sistemas eléctricos.

O modelo de organização adoptado para o MIBEL permite o funcionamento de um mercado concorrencial, com processos transparentes para todos os agentes participantes e que incentive a eficiência e a livre concorrência. Foram também criados mecanismos que permitiram realizar o acompanhamento e controlo do funcionamento do mercado de forma a garantir a satisfação das necessidades dos consumidores, da segurança, da fiabilidade e da qualidade do abastecimento e permitir conciliar os objectivos de eficiência energética e apoio às energias renováveis de ambos os países. O MIBEL permite uma exploração conjunta dos dois sistemas de energia eléctrica em condições óptimas de eficiência, economia e segurança.

O MIBEL tem como principais objectivos [CNE/ERSE\_02]:

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

O modelo de organização do MIBEL, assenta na existência do Operador de Mercado Ibérico, OMI. Os Governos de Portugal e Espanha acordaram, ainda, que, durante o período transitório anterior à constituição do OMI, a gestão dos mercados organizados do MIBEL assentaria numa estrutura bipolar interligada, na qual:

- a gestão do mercado diário e intradiário é da competência do pólo espanhol, função a desempenhar pelo OMEL;
- a gestão dos mercados a prazo é da competência do pólo português, função a desempenhar pelo OMIP.

Outro aspecto importante deste acordo, foi o reconhecimento recíproco de agentes, ou seja, sendo concedido o estatuto de produtor, comercializador ou outro, por parte de um



país, esta situação implica o reconhecimento automático pelo outro país, conferindo igualdade de direitos e obrigações a esse agente.

Os dois Operadores de Sistema actualmente existentes nos dois países, continuam a ser os responsáveis pela segurança e gestão técnica do sistema em cada uma das suas áreas de controlo. Os Operadores de Sistema devem ser informados pelo OMI das quantidades contratadas, após efectuado o encontro entre as ofertas de compra e de venda nos mercados de energia. Os Operadores de Sistema devem também ser informados pelos agentes de mercado dos programas de produção/consumo associados aos contratos bilaterais físicos.

Os Operadores de Sistema devem receber de cada agente de ofertas, após estes terem efectuado a gestão interna das quantidades contratadas no mercado ou bilateralmente, a comunicação da desagregação desses valores por central ou por ponto de consumo (subestação da rede de transporte). A participação do OMI e dos agentes neste processo de comunicação permite estabelecer um mecanismo de verificação cruzada das informações respeitantes às quantidades de energia a entregar à rede e a gerir pelos Operadores de Sistema. Após recepção dos programas desagregados de produção, compete aos Operadores de Sistema [CNE/ERSE\_02]:

- a validação dos programas de produção, por posto horário, através da verificação e gestão de restrições técnicas das redes ou das interligações;
- a gestão dos serviços de sistema;
- a gestão de congestionamentos nas interligações em diferentes horizontes temporais.

A definição de procedimentos de gestão de restrições internas e nas interligações, de actuação em situações de emergência, de leitura, recolha e tratamento das medidas, do tratamento e liquidação dos desvios e dos serviços de sistema, bem como dos procedimentos de comunicação com os agentes de ofertas e a divulgação da informação aos agentes, ao público e às autoridades de regulação, entre outras matérias, é objecto do Manual de Procedimentos de Operação do Sistema Ibérico a elaborar conjuntamente pelos dois Operadores de Sistema e a ser aprovado pelas autoridades de regulação dos dois países.

Os Operadores de Sistema deverão estabelecer procedimentos harmonizados para planeamento e gestão das redes e das interligações, tomando em conta a localização de futuros centros produtores, as previsões de crescimento de consumo e a necessidade de reforço das interligações. Neste sentido, é vantajoso que os Operadores de Sistema sejam também os proprietários da infra-estrutura de transporte de energia eléctrica.

## **2.6 Conclusões**

Neste capítulo foi apresentada uma descrição da evolução do processo de reestruturação para o sector eléctrico. Foram apresentadas as principais motivações que levaram ao desenvolvimento do processo de reestruturação das quais se destacam a abertura do sector eléctrico à iniciativa privada, o aumento da competitividade entre os diferentes agentes que actuam no sector, o aumento da eficiência económica na exploração do sector e a transferência dessa melhoria através de benefícios para os consumidores. Foram também apresentados os principais modelos a adoptar para a estrutura do sector eléctrico, assim como os modelos para o mercado da energia eléctrica. Foi feita uma descrição do modelo em *Pool*, modelo com contratos bilaterais e modelo misto. Actualmente o modelo mais adoptado para o funcionamento do mercado é o modelo misto, porque proporciona uma maior independência, transparência e flexibilidade no funcionamento das diferentes actividades do sector eléctrico.

Com a reestruturação do sector eléctrico as actividades associadas ao transporte e à distribuição de energia eléctrica são exercidas em regime de monopólio regulado. Desta forma, torna-se necessário estabelecer metodologias de regulação que permitam definir regras para a especificação dos preços a cobrar pelos serviços prestados, níveis de qualidade exigidos, penalizações a aplicar no caso de ocorrerem incumprimentos, níveis de investimento e estratégias de planeamento a adoptar para estas actividades. Nesta perspectiva foram apresentadas as metodologias de regulação baseada no Custo de Serviço / Taxa de Remuneração e regulação por incentivos ou desempenho. Nesta segunda estratégia incluem-se a regulação por limites dos preços, por limites dos proveitos e regulação por comparação, apresentando as vantagens e desvantagens associadas a cada uma das metodologias assim como o campo de aplicação das mesmas.

De uma forma resumida foram apresentados exemplos da aplicação do processo de reestruturação em diferentes países e regiões, com o objectivo de ilustrar as vantagens e desvantagens verificadas para os consumidores e para os restantes agentes intervenientes no sector eléctrico em função das estruturas adoptadas. Verificou-se a implementação de estruturas de tipo misto na maior parte dos exemplos apresentados. Foi dado particular destaque à evolução do sector eléctrico em Portugal e Espanha e ao processo de criação do MIBEL.

Finamente, foi apresentada de uma forma resumida a evolução verificada a nível de regulamentação europeia para o sector eléctrico e a adaptação dessa regulamentação ao sector eléctrico português.



## **CAPÍTULO III**

# **INVESTIMENTO EM CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**



### **3.1 Introdução**

O planeamento da expansão do sector eléctrico inclui o planeamento da expansão de todos os seus subsectores: produção, transporte e distribuição. Num sector eléctrico com uma estrutura verticalmente integrada, o planeamento era realizado como um todo, elaborado de uma forma centralizada. No entanto, em sectores eléctricos reestruturados em que existe uma separação entre os principais sectores (produção, transporte, distribuição e comercialização), cada sector elabora o seu planeamento da expansão e reforço de acordo com as suas condições económicas e técnicas, sujeito a um conjunto de regulamentações, que deverá permitir que cada entidade tenha informação sobre o que se passa com os outros sectores. Usualmente, existe uma entidade reguladora independente que, em última análise, poderá ser responsável pela coordenação das acções de planeamento da expansão de todos os sectores. Atendendo a este aspectos e como o trabalho a desenvolver nesta Tese se insere no âmbito do sector da produção de energia eléctrica, os modelos e algoritmos a apresentar neste capítulo estão relacionados com o problema de planeamento da expansão do sistema electroprodutor.

O presente capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre as metodologias utilizadas para apoio à decisão e optimização no âmbito do planeamento da expansão a longo prazo do sistema electroprodutor. Os objectivos principais associados ao planeamento consistem em determinar quais as tecnologias em que se irá investir, a capacidade a instalar em cada unidade de produção e o momento em que esses investimentos devem ser realizados. Estes problemas correspondem, à partida, a problemas de optimização que apresentam muitas condicionantes que, ao longo das últimas décadas, têm vindo a ser trabalhadas através de metodologias diferentes. O resultado deste processo de planeamento corresponderá a um conjunto de investimentos distribuídos ao longo de um determinado horizonte temporal que, no seu conjunto, constituem um plano de expansão.

Numa primeira fase deste capítulo são apresentados os principais factores que influenciam o planeamento da expansão do sistema electroprodutor, destacando a forma como este planeamento era realizado no âmbito de uma estrutura regulada funcionando em regime de monopólio e apresentando-se as principais metodologias utilizadas nesse tipo de ambiente.

Numa segunda fase, são apresentadas metodologias utilizadas para a resolução do problema de expansão a longo prazo do sistema electroprodutor considerando um ambiente reestruturado em que a actividade de produção é exercida num ambiente competitivo.

Hobbs classificou o planeamento do sector eléctrico de acordo com o horizonte temporal e os objectivos que lhes estavam associados incluindo, por exemplo, o planeamento de recursos, o planeamento da disponibilidade dos combustíveis para o longo prazo, a manutenção e o despacho das unidades de produção. Considerando o caso particular do sector eléctrico, podem ser identificados três tipos principais de acções de planeamento [Hobbs \_95].

### **Planeamento de recursos de longo prazo**

- O horizonte temporal situa-se entre 10 e 40 anos e este tipo de planeamento está associado com a tomada de decisões estratégicas. O objectivo consiste em identificar um plano em que se minimizem os custos tendo em conta as previsões para o longo prazo do consumo de energia eléctrica, os preços dos combustíveis e as alterações regulamentares. O processo envolve a consideração dos custos de investimento, os custos com a exploração e manutenção, questões ambientais e critérios sociais. Num sector reestruturado, e com base numa perspectiva de planeamento tendo em conta os objectivos individuais de cada agente participante, Dyner e Larsen denominam este processo de planeamento estratégico das empresas [Dyner \_01]. Este processo inclui a tomada de decisões relativas a temas como as fusões entre empresas, os contratos a longo prazo e o investimento em capacidade de produção. A decisão de construir uma nova unidade de produção baseia-se na análise económica e na capacidade de obtenção de financiamento para o projecto [Mazer\_07].

### **Planeamento a médio prazo**

- O planeamento a médio prazo está associado ao planeamento operacional ou à programação de um sistema de energia eléctrica, tendo em conta o equipamento disponível. Por exemplo, o planeamento anual estabelece a operação ideal do sistema para o ano seguinte, tendo em consideração o consumo previsto, as interligações com outros sistemas, a disponibilidade de recursos como a água, a



manutenção prevista das unidades de produção e as exigências legais. O planeamento da exploração a um prazo mais curto (mensal, por exemplo) realizará as correcções necessárias ao planeamento anual, utilizando previsões mais rigorosas e informações adicionais entretanto obtidas. Num sector reestruturado, as decisões a médio prazo relativas a uma unidade de produção de energia eléctrica podem ser denominadas de táticas [Dyner\_01]. As questões operacionais incluem a programação da manutenção e o planeamento da utilização de recursos e processo envolve actividades de gestão de risco [Mazer\_07].

### **Planeamento a curto prazo**

- O despacho das unidades faz parte do processo em que o horizonte temporal se situa entre uma semana e 8 horas [Hobbs\_95]. O objectivo visa definir um programa de operação que minimize os custos operacionais, tendo em conta o consumo, as características das unidades de produção disponíveis e as exigências legais relativas aos operadores. Neste período de tempo, as decisões têm que ser tomadas relativamente às unidades de produção que devem iniciar a operação por forma a que estejam disponíveis sempre que for necessário. A decisão de despacho das unidades deverá ser feita com antecedência, devido ao período de tempo relativamente longo que é exigido para iniciar e parar alguns tipos de unidades de produção. Uma vez obtido o despacho das unidades, estas podem ser utilizadas para fornecer energia eléctrica ao sistema e fornecerem capacidade de reserva. O consumo varia ao longo do dia, pelo que algumas das unidades terão que estar preparadas para aumentar ou diminuir a produção com o objectivo de se garantir o equilíbrio permanente entre a produção e o consumo. Num sector eléctrico reestruturado, as decisões a curto prazo no âmbito da organização das empresas produtoras de energia eléctrica podem ser denominadas de decisões operacionais. O planeamento baseia-se na gestão dos activos e inclui a tomada de decisão relativa ao preço de licitação, à definição de estratégias de actuação no mercado e à disponibilidade das centrais [Dyner\_01].

O planeamento centralizado dos recursos de longo prazo refere-se principalmente às políticas socioeconómicas. Dedicar-se à tomada de decisão relativamente à escolha das tecnologias, tendo em conta os objectivos e as restrições que lhes estão associados. Os

modelos de decisão utilizados identificam as tecnologias que devem ser escolhidas para atingirem o objectivo associado ao processo de planeamento [Boulangera\_05]. Frequentemente, existe mais do que um objectivo a considerar, e existe uma pluralidade de decisores com diferentes preferências e expectativas.

Por outro lado, nos processos de planeamento a médio e a curto prazos pretende-se principalmente tomar decisões relativas à produção, que visem ir de encontro à procura com um nível de segurança adequado. À medida que o horizonte temporal se vai encurtando, a credibilidade das previsões disponíveis relativas a diversas variáveis aumenta, tendo que ser tomadas novas decisões, no sentido de acomodar possíveis alterações. Este tipo de planeamento assume que as unidades de produção estão disponíveis e tem em conta as características específicas das unidades de produção que constituem o sistema.

O planeamento no sector eléctrico reestruturado é discutido por diversos autores, com particular ênfase no tratamento da incerteza associada a este assunto. Dyner e Larsen detalham esta questão e apresentam uma análise da forma como os métodos utilizados no planeamento centralizado devem ser alterados para considerarem o novo ambiente reestruturado. Durante a era monopolista, os preços da energia eléctrica mantinham-se estáveis por longos períodos existindo um ambiente caracterizado por poucas incertezas, existindo igualmente previsões para o consumo de uma forma agregada e, finalmente, existia um ambiente de trabalho mais próximo entre o estado e a empresa monopolista. Por outro lado, num sector reestruturado, a incerteza é mais elevada: os preços são mais voláteis, a informação é limitada, e as empresas devem concentrar-se nas mudanças que podem ocorrer na sua quota de mercado. Esta quota de mercado depende das acções da própria empresa e, também, das acções dos seus concorrentes. Neste caso, a quota é mais difícil de prever em comparação com a previsão agregada do consumo.

De acordo com Dyner e Larsen , os modelos de planeamento centralizado para o longo prazo são mais utilizados como uma forma de criar uma referência para o processo de planeamento das empresas. A incerteza é mais elevada e o planeamento de longo prazo das empresas deve incluir ferramentas que se baseiem nos enquadramentos tradicionais de gestão estratégica, na simulação comportamental, nas análises financeiras e na avaliação de cenários [Dyner\_01].

Hobbs apresenta cinco motivos para o aumento da complexidade do processo de planeamento da expansão do sistema electroprodutor: o número crescente de opções, a grande incerteza no crescimento do consumo, a maior volatilidade dos mercados dos combustíveis, o desenvolvimento tecnológico e a regulamentação governamental, e finalmente, a inclusão de novos objectivos para além dos custos. Diferentes autores e estudos utilizam diferentes abordagens para resolver estes problemas complexos de planeamento da expansão do sistema electroprodutor [Hobbs\_95].

Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica em que se descrevem diferentes abordagens para o planeamento da expansão do sector electroprodutor. O objectivo não consiste em apresentar uma análise detalhada de todos os modelos e métodos mas, em vez disso, apresentar alguns exemplos que permitam fornecer um panorama alargado das metodologias de planeamento mais frequentemente utilizadas, as suas vantagens e desvantagens e os seus campos de aplicação.

### **3.2 O planeamento numa estrutura monopolista**

O sector eléctrico foi tradicionalmente um dos mais importantes e maiores utilizadores e fonte de desenvolvimento das áreas científicas da investigação operacional e da ciência de gestão. Foram aplicados a este sector um grande número de métodos que permitiram, por exemplo, a programação de funcionamento das unidades de produção, o planeamento da manutenção dos equipamentos, a previsão do consumo e o planeamento do investimento a realizar nos diferentes sub sectores [Lee\_90].

As principais características do sector eléctrico durante a era monopolista podem ser resumidas nos seguintes parágrafos:

- Estabilidade de preços: Os preços foram muitas vezes estabelecidos com base nas necessidades e nos custos das empresas do sector da energia eléctrica, de tal forma que estas poderiam recuperar os seus custos, quer de forma imediata, quer num futuro muito próximo. Assim, havia pouco ou praticamente nenhum risco financeiro para a empresa [Cross\_96];
- Informação total: Como num país ou área geográfica existia normalmente uma

única empresa com uma estrutura verticalmente integrada e a funcionar em monopólio, esta tinha acesso a toda informação necessária para a preparação dos seus planos de investimento. Dada esta reduzida incerteza e a total disponibilidade de informação, abordou-se o processo de planeamento para a construção de novas unidades de produção através da utilização de modelos que pretendiam identificar as estratégias de investimento mais adequadas [Watson\_95];

- Maior facilidade na previsão dos consumos: a previsão do consumo de energia eléctrica numa estrutura de monopólio era realizada de uma forma agregada, considerando uma região ou um país [Taylor\_95], [Pelikán\_96];
- Regulamentação cooperativa: existia um ambiente de trabalho de colaboração entre a entidade reguladora, normalmente o estado, e a empresa a ser regulada. Na maioria dos casos, os objectivos eram comuns e o número de decisores era reduzido [Cross\_96].

Tendo em conta este conjunto de características associadas ao ambiente de monopólio, as abordagens através dos modelos de optimização tradicional provaram, muitas vezes, ser as mais adequadas. A incerteza era relativamente pequena, e era pouco provável que a utilização dos recursos, como por exemplo dos recursos financeiros, tivesse um efeito adverso na empresa à medida que os preços aumentassem, caso fossem tomadas decisões menos adequadas. A título de exemplo deste tipo de situação refira-se a indústria eléctrica nuclear dos EUA, onde uma derrapagem orçamental próxima dos 300% foi paga pelos clientes da região correspondente, através do aumento dos preços [Navarro\_96].

Um ambiente caracterizado por incerteza reduzida permite igualmente que os modelos tradicionais de optimização funcionem bem [Lee\_90]. Os problemas são bem estruturados, os objectivos são claros e existe informação total.

Conforme se pode observar em sectores em que exista uma estrutura monopolista, a falta de incentivos para se tornarem economicamente mais eficientes conduz a que as empresas tenham outros objectivos para além da eficiência financeira. No entanto, a principal característica dos monopólios é que os clientes não podem seleccionar o fornecedor do serviço [Larsen\_99].

### 3.3 O efeito da reestruturação no processo de planeamento

O processo de reestruturação teve muitas consequências no funcionamento das empresas sendo de destacar, entre elas, o aumento do nível de incerteza. A Tabela 3.1 revela algumas destas mudanças destacando as alterações verificadas ao nível das incertezas na comparação entre uma estrutura monopolista e uma estrutura em que existe competição [Turvey\_03], [Barroso\_06].

**Tabela 3.1** – Avaliação do grau de incerteza para uma estrutura monopolista e para uma estrutura competitiva.

<b>Contribuições para o Planeamento</b>	<b>Nível de Incerteza</b>	
	<b>Mercado monopolista</b>	<b>Mercado competitivo</b>
<b>Preço</b>	Baixo	Médio/Elevado
<b>Informação</b>	Baixo	Elevado
<b>Procura</b>	Médio	Elevado
<b>Escolha do consumidor</b>	Baixo	Médio/Elevado
<b>Regulamentação</b>	Baixo	Elevado

À medida que a reestruturação do sector eléctrico se foi desenvolvendo, um grande número de parâmetros considerados anteriormente como sendo de baixa incerteza, transformaram-se em parâmetros de elevada incerteza [Weber\_05]. Os preços para a energia eléctrica tornaram-se mais voláteis e, por isso, mais difíceis de prever, não só durante o dia e durante a semana, mas dependendo também da época e das condições climáticas (por exemplo, do Verão, do Inverno, da quantidade de chuva, etc.).

A informação tornar-se-á limitada ao longo do tempo. Num sector que foi recentemente reestruturado, encontra-se disponível a maioria da informação, uma vez que esta já era pública antes da reestruturação. No entanto, com o decorrer do tempo, a informação anterior à reestruturação tornar-se-á tendencialmente obsoleta. Pode-se assumir que a informação, que foi tradicionalmente a espinha dorsal do processo de planeamento, será cada vez mais escassa, e que a incerteza ligada à informação disponível será muito maior.

Em alguns casos, a procura agregada pode ser prevista com razoável fiabilidade, no caso

das estruturas monopolistas, conforme acima descrito. Em retrospectiva, a previsão a longo prazo muitas vezes provou ser errada, mesmo em ambiente monopolista [Stermán\_85], enquanto as previsões a curto prazo eram razoavelmente fiáveis. Nos mercados reestruturados, ainda pode ser possível prever a procura global com precisão semelhante, em circunstâncias semelhantes. No entanto, a quota de participação de cada unidade de produção poderá ter pouca ligação com o crescimento ou declínio do consumo total. A procura que cada empresa individual enfrenta depende, cada vez mais, da fiabilidade e do serviço fornecido, mas principalmente do preço oferecido.

Outro factor que contribui para aumentar a incerteza do processo de planeamento consiste na importância crescente do comportamento dos consumidores, principalmente por parte dos utilizadores industriais bem informados. O número de clientes que trocaram de fornecedor foi significativo no mercado do Reino Unido, conforme foi revelado em [Phillips\_95]. Dos grandes consumidores (> 1MW), 31% mudaram de fornecedor no primeiro ano e, 61% mudaram nos 5 anos seguintes. Dados mais recentes também indicam que os pequenos consumidores têm pouca ou nenhuma fidelidade em relação ao fornecedor tradicional. Em Inglaterra, desde que o mercado se tornou totalmente competitivo, até 100.000 consumidores trocavam de fornecedor em cada semana [OFGEM\_00].

A incerteza crescente na maioria ou em todos os principais *inputs* do processo de planeamento acima discutido, cria uma necessidade de mudanças na forma como as empresas do sector eléctrico encaram o processo de planeamento. Este facto não significa que devam ser desprezados muitos anos de experiência. No entanto, é necessário alterar a forma como são interpretados os resultados dos modelos tradicionais e, conseqüentemente, devem ser adoptados novos métodos de planeamento.

À medida que o nível de incerteza aumenta, os modelos tradicionais de optimização terão que ser complementados com outros métodos de planeamento, como a simulação comportamental, os métodos de base financeira e a análise de cenários. No entanto, as metodologias de optimização não são utilizadas da mesma forma como acontece no caso da baixa incerteza. No caso da existência de elevada incerteza, os modelos de optimização são mais utilizados como uma forma de criação de planos de referência para o processo de planeamento e, em alguns casos, como um *input* para, por exemplo, o processo de formulação de cenários ou para o modelo de simulação [Weber\_05].

## **3.4 Metodologias de planeamento em ambiente monopolista**

### **3.4.1 Aspectos gerais**

Nesta secção apresenta-se um resumo bibliográfico das principais metodologias utilizadas para a resolução do problema de expansão do sistema electroprodutor num ambiente monopolista, destacando as principais aplicações, as limitações e as considerações que eram tidas em conta para a formulação dos problemas e para a sua resolução. Destaca-se a aplicação de Programação Linear, Métodos de Decomposição, Programação Multi-objectivo, Programação Estocástica e a utilização de Algoritmos Genéticos.

### **3.4.2 Programação linear**

Tradicionalmente, o problema da expansão do sistema electroprodutor foi formulado como um problema de investimento em que o objectivo era o de minimizar os custos, utilizando a programação linear para minimizar o custo total do plano, tendo como restrições os limites técnicos associados à exploração das unidades de produção, a resposta ao consumo, as características técnicas das unidades de produção e outras restrições [Delson\_92].

A função objectivo incluía, tipicamente, o custo relativo ao capital necessário para a construção das novas unidades de produção e os custos de exploração em todo o período de planeamento. As restrições englobam tipicamente a satisfação do consumo previsto, a disponibilidade das unidades de produção e outros parâmetros técnicos de desempenho. O período de planeamento é normalmente dividido em sub-períodos, para se conseguir modelizar com algum pormenor o comportamento de alguns parâmetros considerados estratégicos [Goldbarg\_00]. O resultado obtido corresponde à calendarização do investimento para a entrada em funcionamento dos diferentes tipos de unidades de produção com valores de capacidade diversas, bem como para a sua retirada, em diferentes períodos.

O objectivo tradicional do planeamento da expansão do parque electroprodutor consiste em determinar um cronograma de expansão que permita responder ao consumo previsto e que

minimize os custos actualizados de investimento e operação. O problema da determinação do plano de expansão óptimo pode ser formulado como [EPRI\_82]:

$$\min z = \sum_{t=1}^T \beta_t [c \cdot x_t + d \cdot y_t] \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$A_t \cdot x_t \geq b_t \quad (3.2)$$

$$\sum_{\delta=1}^t E_{\delta} \cdot x_{\delta} + F_t \cdot x_t \geq h_t \quad (3.3)$$

$$\text{para } t = 1, \dots, T \quad (3.4)$$

Nesta formulação:

- $x_t$  - vector que contém as opções de expansão para o período  $t$  e que correspondem às variáveis de decisão do problema;
- $c$  - vector dos custos de construção;
- $y_t$  - variáveis de operação para o período  $t$ ;
- $d$  - vector dos custos de operação;
- $\beta_t$  - factor de actualização para o período  $t$ ;
- $b_t, h_t$  - vectores dos recursos;
- $E_{\delta}, F_t$  - matrizes de transformação.

A função objectivo (3.1) pretende minimizar o custo total tendo em conta os custos de investimento e os custos de operação. O conjunto de restrições representado por (3.2) e (3.3) representam os limites associados à operação, como por exemplo, limites de produção das unidades, equilíbrio entre a produção e o consumo em cada período  $t$ , e restrições financeiras. As restrições associadas à operação do sistema dependem das decisões de investimento tomadas até ao período  $t$ . As restrições associadas à satisfação do consumo utilizam normalmente uma aproximação linear ao diagrama de cargas classificado.

A programação linear permite resolver este tipo de problemas de forma rápida, as relações de custos podem ser representadas por funções lineares ou por funções lineares por



segmentos podendo a qualidade da aproximação ser melhorada se o número de segmentos considerado for aumentado. As variáveis duais são úteis na análise pós otimização do problema linear, mas não são adequadas para avaliar o impacto nos resultados de muitos dados sujeitos a incertezas.

A programação linear apresenta algumas limitações para a resolução do problema de expansão do sistema electroprodutor, a saber [Pirlot\_00]:

- a incorporação da natureza probabilística associada à indisponibilidade das unidade de produção é difícil, porque todas as variáveis dependentes têm que ser expressas ou aproximadas através de funções lineares;
- a capacidade a instalar numa unidade de produção determinada por programação linear é uma variável contínua e, por esse motivo, o resultado obtido deve ser arredondado para o múltiplo mais próximo do valor obtido. Este arredondamento resulta, em geral, em soluções sub óptimas;
- a natureza discreta das unidades de produção pode ser tratada através de modelos de programação linear inteira mista. No entanto, à medida que o número de variáveis deste tipo aumenta, o carácter combinatório do problema também aumenta. A resolução de um problema deste tipo e a identificação da solução óptima global é mais complexa, estando normalmente associada a um tempo de cálculo mais elevado;
- as situações de não linearidade não podem ser modelizados de forma rigorosa;
- a programação linear exige recursos computacionais consideráveis para satisfazer o grande número de restrições associadas à resolução de um problema de planeamento de dimensão realista, nomeadamente considerando diversas tecnologias e horizontes de planeamento alongados;
- a consideração de incertezas associadas a alguns parâmetros é possível através da utilização de cenários, e de análises de pós-otimização, tais como a resolução de problemas de programação paramétrica . No entanto, as técnicas tradicionais de programação paramétrica estão associadas à utilização de um único parâmetro no vector dos custos ou no vector dos termos independentes. A existência de mais do que um parâmetro e, em simultâneo, nos dois vectores referidos é mais complexa, a menos que seja considerada alguma relação de dependência entre todos eles. A

utilização de parâmetros completamente independentes transforma o problema num problema de programação multiparamétrica mais complexo de resolver.

### **3.4.3 Métodos de decomposição**

Os métodos de decomposição consistem na divisão de um problema complexo em diversos problemas de mais fácil resolução, pretendendo-se assim reduzir o tempo de cálculo. De uma forma geral, estas técnicas têm natureza iterativa resolvendo-se em cada iteração um conjunto de problemas de menor dimensão. As soluções obtidas para estes problemas permitem incorporar nova informação no problema *master* que, após ser resolvido, permite retornar informação para os subproblemas. Este processo iterativo é repetido até se verificar a convergência. Assim, a grande vantagem decorrente da utilização das técnicas de decomposição está associada, quando a estrutura do problema for adequada, à redução do tempo de cálculo dado que, em cada iteração, se resolvem problemas de menor dimensão. Esta vantagem não é evidente em problemas com um pequeno número de restrições e de variáveis mas acentua-se à medida que são tratados problemas de dimensão realista. Por outro lado, os problemas com diferentes níveis de análise e com diferentes períodos ao longo do horizonte de planeamento apresentam normalmente estruturas adequadas à utilização de técnicas de decomposição [Vlahos\_88a], [Vlahos\_88b] e [Vlahos\_90].

No entanto, como método determinístico, não possui a capacidade de incorporar as incertezas de uma forma adequada. Considere-se a formulação do problema de expansão seguinte:

$$\min \quad c \cdot x + d \cdot y \quad (3.5)$$

Sujeito a:

$$A \cdot x \geq b \quad (3.6)$$

$$E \cdot x + F \cdot y \geq h \quad (3.7)$$

$$x \in \{0,1\}^n \quad (3.8)$$

$$y \geq 0 \quad (3.9)$$

A formulação representada por (3.5) a (3.9) corresponde a um problema de optimização inteiro misto. Nesta formulação  $c \in \mathbb{R}^n$ ,  $d \in \mathbb{R}^q$ ,  $A$  e  $b$  são matrizes com dimensões  $(m \times n)$  e  $(m \times 1)$ ,  $E$  e  $F$  são matrizes com dimensões  $(p \times q)$  e  $h \in \mathbb{R}^p$ . As variáveis  $x$  representam as variáveis de decisão, o custo total de construção para as novas unidades de produção corresponde  $c \cdot x$ ,  $Ax \geq b$  representa as restrições associadas aos limites impostos às decisões de investimento e  $E \cdot x + F \cdot y \geq h$  representam as restrições associados à operação, como por exemplo, limites de produção das unidades, equilíbrio entre a produção e o consumo e restrições financeiras. Utilizando o método de decomposição de *Benders* é possível decompor o problema original num problema *master* que correspondente à obtenção do plano de expansão e um ou mais subproblemas correspondentes à operação e à exploração das unidades de produção. A formulação destes subproblemas tem em conta a solução obtida no problema *master* [Jensen\_06].

Em [Sirikum\_06], [Sirikum\_07] é apresentada uma formulação para a resolução do problema de expansão para o sistema electroprodutor utilizando em conjunto os Algoritmos Genéticos e a Decomposição de *Benders*. Nesta formulação, os Algoritmos Genéticos são utilizados para resolver o problema *master* enquanto os subproblemas associados são resolvidos através de programação linear.

#### **3.4.4 Optimização estocástica**

A optimização estocástica é frequentemente utilizada para a resolução de problemas de planeamento de investimento multi-período considerando a existência de incertezas, como é o caso do planeamento da expansão do sistema electroprodutor [Gorenstin\_92], [Gorenstin\_93], [Pereira\_07b]. Esta metodologia baseia-se na análise de cenários que permitem identificar diferentes estados dependendo da evolução considerada para os parâmetros incertos.

Num problema de optimização estocástica o objectivo não é o de obter a solução óptima para cada um dos cenários considerados, mas sim, determinar a decisão que melhor se adapte ao conjunto de cenários considerados. Desta forma, a solução obtida para o problema pode não ser a solução ideal para alguns dos cenários, mas representará a melhor

solução para o conjunto de cenários considerados.

Para ilustrar a aplicação desta metodologia ao problema do planeamento da expansão do sistema electroprodutor considere-se a formulação seguinte (3.10) a (3.14).

$$\min_{\{L_{i,t}, Q_{i,t,s}\}} \sum_i \sum_t \sum_s p_s \cdot (fc_{i,t} \cdot L_{i,t} + oc_{i,t,s} \cdot Q_{i,t,s}) \quad (3.10)$$

Sujeito a:

$$L_{i,t} \geq l_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.11)$$

$$\sum_i \sum_s p_s \cdot Q_{i,t,s} \geq \sum_s p_s \cdot D_{t,s} \quad \forall t \quad (3.12)$$

$$Q_{i,t,s} \leq \rho_{i,t} \cdot \left( \sum_{\tau=1}^t L_{i,\tau} + L_i^0 \right) \quad \forall i, t, s \quad (3.13)$$

$$L_{i,t}, Q_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i, t, s \quad (3.14)$$

Nesta formulação:

- $fc_{i,t}$  - custos de investimento para a tecnologia  $i$  no período  $t$ ;
- $oc_{i,t,s}$  - custos de operação para a tecnologia  $i$  no período  $t$  e para o cenário  $s$ ;
- $L_{i,t}$  - capacidade a instalar para a tecnologia  $i$  no período  $t$ ;
- $L_i^0$  - capacidade instalada na tecnologia  $i$  no período prévio ao do planeamento;
- $l_{i,t}$  - capacidade mínima a instalar para a tecnologia  $i$  no período  $t$ ;
- $Q_{i,t,s}$  - produção para a tecnologia  $i$  no período  $t$  e para o cenário  $s$ ;
- $D_{t,s}$  - consumo para o período  $t$  e para o cenário  $s$ ;
- $\rho_{i,t}$  - disponibilidade da tecnologia  $i$  no período  $t$  e para o cenário  $s$ ;
- $p_s$  - probabilidade associada à ocorrência do cenário  $s$ .

Em (3.10) o custo de operação está dependente da ocorrência do cenário  $s$ , ao qual está associada uma probabilidade de ocorrência  $p_s$ . Neste contexto, a função objectivo representa um valor esperado que se pretende minimizar e que depende dos cenários considerados.

A formulação do problema de planeamento do investimento a realizar para expandir o sistema electroprodutor através da programação estocástica não apresenta grandes dificuldades, permitindo considerar diferentes tecnologias, as suas características técnico-económicas, a evolução das incertezas associadas ao consumo e aos custos de operação e investimento. Se pretendermos considerar outros factores, então será necessário aumentar o número de cenários a avaliar e a complexidade de resolução do problema aumentará.

Para a resolução do problema de optimização estocástica é frequentemente utilizado o método de decomposição de *Bender*. Este método é referido como a ferramenta que melhor se adequa à resolução de problemas de programação estocástica multi-período. A grande vantagem da utilização deste método resulta de permitir decompor um problema complexo num problema *master* e num conjunto de subproblemas. O problema *master* está associado à definição do investimento a realizar em nova capacidade de produção, e os subproblemas estão associados à operação do sistema. A resolução global do problema é obtida através de um processo iterativo de optimização [Hillier\_95].

### **3.4.5 Programação linear multi-objectivo**

A Programação Linear Multi-objectivo tem sido muito utilizada para a formulação e resolução do problema do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Este tipo de formulação pode ser encontrada em [Climaco\_95], [Martins\_96], [Hobbs\_00], [Linares\_00], [Soloveitchik\_02], [Linares\_02], [Mavrotas\_02] [Antunes\_03], [Oliveira\_03], [Antunes\_04] e [Meza\_07]. Neste tipo de problemas considera-se a existência de várias funções objectivo que reflectem o custo de investimento em nova capacidade de produção, o impacto ambiental com a instalação das novas unidades de produção, o impacto ambiental associado a produção de energia, a fiabilidade para o fornecimento de energia eléctrica, a dependência do sistema electroprodutor relativamente à utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica, etc.

Em [Antunes\_04] a formulação do problema de expansão através da utilização da Programação Linear Multi-objectivo considera a existência de três funções objectivo: o custo de investimento, o impacto ambiental associado à instalação de novas unidades de produção de energia eléctrica e o impacto ambiental associado a produção de energia

eléctrica. Nesta formulação foram consideradas seis categorias de restrições, relacionadas com: a fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica, a disponibilidade das unidades de produção, o programa de gestão de energia modelizado através da consideração de uma unidades de produção fictícia, a capacidade total a instalar durante o horizonte considerado para o planeamento, as emissões de gases poluentes com contribuição para o efeito de estufa e as características associadas à capacidade a instalar em cada uma das tecnologias consideradas para a realização do plano de expansão. As variáveis de decisão do problema são a capacidade a instalar e a energia produzida por cada uma das unidades consideradas para a realização do plano de expansão. Numa primeira fase, estas variáveis são tratadas como variáveis contínuas, sendo depois utilizados valores discretos numa fase pós processamento. A resolução do problema passa por inicialmente identificar um conjunto de soluções não dominadas as quais são apresentadas ao Agente Decisor, permitindo obter uma visão sobre as possíveis soluções. De seguida e tendo em conta as preferências do Agente Decisor, é definido um ponto de referência. A intervenção do Agente Decisor e a definição de um ponto de referência para as soluções não dominadas permite eliminar um conjunto de soluções obtendo-se, desta forma, uma relaxação do problema. Utilizando a Métrica de Tchebycheff determina-se a distância entre as soluções não dominadas e o ponto de referência definido pelo Agente Decisor que, em seguida, terá de verificar se, de entre as soluções não dominadas, alguma satisfaz os seus critérios ou se, pelo contrário, considera a definição de um novo ponto de referência. Este processo termina quando este considerar que foi encontrada uma solução que satisfaça os seus objectivos.

As tecnologias consideradas nesta publicação são unidades térmicas de ciclo simples, de ciclo combinado utilizando como combustível o gás natural e unidades de produção a carvão. Em resumo, o modelo considera um horizonte temporal de planeamento dividido em três sub-períodos em que cada um dos sub-periodos é dividido em 12 semestres, considera três funções objectivo, 93 restrições, 222 variáveis de decisão contínuas e 18 variáveis de decisão inteiras.

Em [Meza\_07] é proposta uma formulação multi-objectivo aplicada ao sistema eléctrico do México. Nesta formulação são consideradas quatro funções objectivo. A primeira representa o custo de investimento em novas unidades de produção, os custos de operação e os custos associados à expansão da rede de transporte que é necessário realizar devido à instalação das novas unidades de produção. A segunda reflecte os impactos ambientais

associados à produção de energia eléctrica, a terceira função objectivo considerada contempla os custos associados à importação de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica e a quarta função objectivo representa o risco associado às variações que possam ocorrer nos preços dos combustíveis. As restrições consideradas nesta formulação do problema incluem limites na capacidade da rede de transporte, limites para a realização de investimento em novas unidades de produção, limites de disponibilidade dos combustíveis produzidos no próprio país, limites para a capacidade de produção em algumas tecnologias e limites para o investimento em nova capacidade de transporte.

Como dados disponíveis para a resolução do problema considera-se a configuração da rede de transporte existente, limites de capacidade de transporte, custos associados ao investimento em cada uma das tecnologias, limites técnico-económicos associados às unidades de produção, consumo esperado para cada período de planeamento e factores económicos. A formulação considera a existência de seis tipos de variáveis de decisão a saber: a capacidade a instalar em novas unidades de produção para cada tecnologia e para cada período, a capacidade instalada acumulada para cada tecnologia em cada barramento do sistema para cada período, o trânsito de potência activa nas linhas da rede de transporte considerada para cada período, a capacidade de transporte a adicionar em cada período, a capacidade de transporte acumulada entre os barramentos do sistema de transporte para cada período e a quantidade de combustível a importar para cada tipo de combustível e para cada período.

O algoritmo de resolução deste problema contempla duas fases. Na primeira fase é obtido um conjunto de soluções não dominadas utilizando os seguintes métodos: Programação Max-min, Programação Min-max, Programação por Compromissos e atribuição de pesos às funções objectivo consideradas. Na segunda fase, é utilizado um Processo de Análise Hierárquica para ordenar as soluções permitindo identificar as melhores soluções. O horizonte de planeamento é de 10 anos, o sistema eléctrico considerado é constituído por 26 barramentos principais, 37 linhas de transporte de energia, oito tipos de tecnologias de produção de energia eléctrica e quatro tipos de combustíveis fósseis. As tecnologias disponíveis para a realização dos planos de expansão são unidades térmicas (a carvão, gás natural e nucleares), parques eólicos e unidades hídricas. Os combustíveis fósseis considerados são o carvão, o gás natural, o petróleo e o urânio.

### **3.4.6 Algoritmos Genéticos**

A utilização de metodologias baseadas em algoritmos de programação linear e não linear apresenta algumas limitações na resolução dos problemas de expansão do sistema electroprodutor, pelas seguintes razões:

- os problemas têm grande dimensão, exigindo um grande esforço computacional;
- pode ocorrer convergência para óptimos locais se o problema for não linear;
- quando se utilizam variáveis inteiras, o problema de expansão do sistema electroprodutor apresenta natureza combinatória, dificultando ou impossibilitando a utilização das metodologias referidas anteriormente a menos que se realizem diversas aproximações.

Pelas razões enunciadas, muitos investigadores têm optado pela utilização de metodologias baseadas em heurísticas principalmente para reduzir o esforço computacional, mas também de forma a considerar variáveis inteiras, lidar com problemas de natureza combinatória e evitar a convergência para óptimos locais. Um dos inconvenientes decorrentes da utilização de heurísticas deve-se ao facto de não haver a certeza de a solução identificada corresponder ou não à solução óptima do problema. Assinala-se, no entanto, que o problema em análise é muito complexo pelo que, com frequência, poderá ser satisfatório para o Agente Decisor a identificação de soluções de boa qualidade, ou que não possam ser melhoradas com facilidade [Mehmet\_06].

Em [Young\_99], apresenta-se uma formulação para a resolução do problema de expansão do sistema electroprodutor utilizando algoritmos genéticos. A formulação apresentada tem como objectivo minimizar o custo de expansão do sistema electroprodutor de modo a responder à evolução do consumo previsto tendo em conta um nível de fiabilidade especificado. A função objectivo é composta por três parcelas:

- a primeira parcela corresponde ao custo de investimento em novas unidades de produção;
- a segunda parcela corresponde ao custo de exploração e de manutenção. A produção prevista para cada uma das unidades consideradas no planeamento é obtida através de uma simulação probabilística;
- a terceira parcela corresponde à receita obtida com a disponibilidade de capacidade



de produção apresentada pelas unidades de produção para cada período de planeamento associada à instalação de novas unidades.

Em [Park\_00] foi apresentada uma nova formulação que apresenta algumas alterações relativamente à formulação anterior. Esta nova formulação é descrita por (3.15) a (3.20).

$$\min_{U_1, \dots, U_T} \sum_{t=1}^T \{f_t^1(U_t) + f_t^2(X_t) - f_t^3(U_t)\} \quad (3.15)$$

Sujeito a:

$$X_t = X_{t-1} + U_t \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3.16)$$

$$\text{LOLP}(X_t) < \varepsilon \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3.17)$$

$$\underline{R} \leq R(X_t) \leq \bar{R} \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3.18)$$

$$\underline{M}_t^j \leq \sum_{i \in \Omega_j} x_t^i \leq \bar{M}_t^j \quad (t = 1, \dots, T \text{ and } j = 1, \dots, J) \quad (3.19)$$

$$0 \leq U_t \leq \bar{U}_t \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3.20)$$

Nesta formulação:

- $T$  - representa o número de anos considerados para o horizonte de planeamento;
- $J$  - representa o número de tecnologias consideradas como candidatas para integrar o plano de expansão;
- $j$  - representa o índice da tecnologia considerada;
- $X_t$  - representa o vector da capacidade instalada acumulada em cada período  $t$ ;
- $x_t^j$  - representa a capacidade instalada acumulada para cada tecnologia  $j$  e para cada período  $t$ ;
- $U_t$  - representa o vector da capacidade acumulada a instalar em cada período  $t$ ;
- $\bar{U}_t$  - representa o limite máximo da capacidade a instalar em cada período  $t$ ;
- $u_t^j$  - representa a capacidade a instalar para cada tecnologia  $j$  e para cada

- período  $t$
- $LOLP(X_t)$  - probabilidade de haver corte de carga considerando  $X_t$  em cada período  $t$ ;
- $R(X_t)$  - representa a margem de reserva considerando  $X_t$  em cada período  $t$ ;
- $\varepsilon$  - representa o valor máximo admissível para o LOLP;
- $\underline{R}, \bar{R}$  - representa os limites mínimos e máximos a considerar para a margem de reserva;
- $\underline{M}_t^j, \overline{M}_t^j$  - representa os limites mínimos e máximos para a capacidade a instalar para cada tecnologia  $j$  em cada período  $t$ ;
- $f_t^1(U_t)$  - representa os custos associados à construção de novas unidades de produção  $U_t$  para cada período  $t$ ;
- $f_t^2(X_t)$  - representa os custos associados à exploração e à manutenção das unidades  $X_t$  para cada período  $t$ ;
- $f_t^3(U_t)$  - representa a receita obtida com a instalação de nova capacidade de produção  $X_t$  para cada período  $t$ .

Relativamente à formulação apresentada em 1999, estes autores desenvolveram alguns melhoramentos na aplicação dos algoritmos genéticos. Nesta formulação consideram que a população inicial incorpora alguns indivíduos que são colocados propositadamente com o objectivo de introduzir na população algumas soluções consideradas pelos autores como soluções admissíveis para o problema formulado, procurando desta forma aumentar a rapidez de convergência. Por outro lado, consideram que o cruzamento entre indivíduos de uma população é realizado de uma forma estocástica e é utilizado um esquema de selecção elitista para a definição dos indivíduos que irão integrar a população da iteração seguinte.

A metodologia desenvolvida foi aplicada a dois casos de estudo. No primeiro caso considerou-se a existência de um parque electroprodutor constituído por 15 unidades de produção, 5 tipos de unidades de produção como candidatas para a realização do plano de expansão e um período de planeamento de 14 anos. O segundo caso de estudo apenas diferiu do anterior no número de anos considerados para a realização do planeamento que, neste caso, foi de 24 anos. Quer no primeiro caso quer no segundo, o período de planeamento foi dividido em sub-períodos com a duração de 2 anos. Para cada um dos sub-períodos foi especificado um valor de consumo pré estabelecido pelos autores.

### **3.4.7 Outras publicações**

Em [Zhu\_97], [Liang\_06] e [Mehmet\_06], são apresentadas de forma resumida outras metodologias para a resolução do problema de expansão do sistema electroprodutor num ambiente monopolista. Nestas comunicações são referidos os Algoritmos Genéticos, a Lógica *Fuzzy* e a utilização da metodologia *Simulated Annealing*. A descrição da aplicação destas metodologias não é acompanhada com informação associada à dimensão dos problemas resolvidos e às especificidades consideradas na resolução desses problemas.

## **3.5 Metodologias de planeamento em ambiente competitivo**

### **3.5.1 Aspectos gerais**

Com já foi referido na Secção 3.3, a reestruturação do sector eléctrico implicou que a abordagem do problema de expansão do sistema electroprodutor fosse alterada para ser possível contemplar uma nova realidade devido ao facto do ambiente ter maior incerteza e ser necessário considerar novos objectivos para a formulação deste tipo de problemas.

### **3.5.2 Algoritmos Genéticos**

Em 2002 [Park\_02], apresentaram uma nova formulação para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor utilizando os algoritmos genéticos e adaptada à nova estrutura do sector eléctrico, considerando um ambiente competitivo e reestruturado. A nova formulação é descrita por (3.21) a (3.24). As alterações mais significativas introduzidas com esta nova formulação, quando comparada com as formulações anteriores referidas em 3.4.6, são a consideração de um problema em que cada agente investidor tem como objectivo individual a maximização dos lucros a obter com a implementação do seu plano de expansão. A função objectivo é composta pelas seguintes quatro parcelas:

- a primeira parcela corresponde às receitas obtidas com a venda da energia eléctrica;
- a segunda parcela corresponde ao custo de investimento em novas unidades de produção;

- a terceira parcela corresponde ao custo de exploração e de manutenção. A produção prevista para cada uma das unidades consideradas no planeamento é obtida através de uma simulação probabilística;
- a quarta parcela corresponde à receita obtida com a disponibilidade de capacidade de produção apresentada pelas unidades de produção para cada período de planeamento associada a instalação de novas unidades.

$$\max_{U_1^i, \dots, U_T^i} \sum_{t=1}^T \left[ f_t^i(X_t^i) - \{g_t^i(U_t^i) + h_t^i(X_t^i) - s_t^i(U_t^i)\} \right] \quad (3.21)$$

Sujeito a:

$$X_t^i = X_{t-1}^i + U_t^i \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3.22)$$

$$\underline{M}_t^{i,j} \leq \sum_{k \in \Omega_j} x_t^{i,j} \leq \overline{M}_t^{i,j} \quad (t = 1, \dots, T \text{ and } j = 1, \dots, J) \quad (3.23)$$

$$0 \leq U_t^i \leq \overline{U}_t^i \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3.24)$$

Nesta formulação:

- $i \in \{1, 2, \dots, N\}$  - representa o índice do agente investidor;
- $N$  - representa o número de agentes investidores;
- $J$  - representa o conjunto de tecnologias consideradas para a produção de energia eléctrica;
- $T$  - representa o número de anos considerados para o horizonte de planeamento;
- $j$  - representa o índice da tecnologia considerada;
- $X_t^i$  - representa o vector dos valores da capacidade instalada acumulada para cada período  $t$  e para agente investidor  $i$ ;
- $x_t^{i,j}$  - representa a capacidade instalada acumulada em cada tecnologia  $j$  para cada período  $t$  e para cada agente investidor  $i$ ;
- $U_t^i$  - representa o vector da capacidade acumulada a instalar em cada período  $t$ ;
- $\overline{U}_t^i$  - representa o limite máximo da capacidade a instalar em cada período  $t$ ;

- $\overline{M}_t^{i,j}, \underline{M}_t^{i,j}$  - representa o limites mínimos e máximos para a capacidade a instalar para cada tecnologia  $j$  em cada período  $t$ ;
- $f_t^i(X_t^i)$  - representa a receita obtida com a venda de energia eléctrica para cada período  $t$  pelo agente  $i$ ;
- $g_t^i(U_t^i)$  - representa o custo associado à construção de novas unidades de produção  $U_t^i$  para cada período  $t$  pelo agente  $i$ ;
- $h_t^i(X_t^i)$  - representa o custo associado à exploração e à manutenção das unidades  $X_t^i$  para cada período  $t$  pelo agente  $i$ ;
- $s_t^i(U_t^i)$  - representa a receita obtida com a instalação de nova capacidade de produção  $U_t^i$  para cada período  $t$  pelo agente  $i$ .

A estratégia de resolução do problema considera duas fases. Numa primeira fase é realizada a simulação do funcionamento do sector eléctrico considerando cenários para a evolução da capacidade instalada total e para cada tecnologia. Com esta informação, são obtidos preços médios indicativos para cada período do horizonte de planeamento. Estes preços são depois utilizados para a resolução do problema de optimização representado por (3.21) a (3.24). Os autores consideram ainda que os preços para energia eléctrica são corrigidos tendo em conta as preferências e informações que cada agente investidor possui. A contribuição de cada unidade de produção de energia para a produção total é definida pelo próprio agente investidor. A resolução deste problema é obtida utilizando algoritmos genéticos como forma de lidar com o carácter discreto do problema devido à especificação de alguns valores de capacidade de cada tecnologia que é possível construir.

Em [Pereira\_09a] é apresentada uma formulação que também utiliza os algoritmos genéticos para a resolução do problema de planeamento. Nesta formulação é também utilizada uma estratégia de resolução que contempla duas fases. Numa primeira fase cada agente investidor define qual o seu plano de investimento para o horizonte de planeamento, com o objectivo de maximizar os lucros, tendo em conta a informação disponível para cada período de um ano. O preço da energia eléctrica a utilizar em cada período e a quota de participação de cada unidade de produção são obtidos através da resolução de um problema complementar que permite determinar o Equilíbrio de Cournot para cada período de programação. Para a resolução deste problema é necessário definir a evolução do consumo total do sistema, o qual é modelizado através de uma curva de consumo agregada

linearizada, bem como a função de custo associada a cada unidade de produção disponível em cada período. Como resultados da resolução do problema de Equilíbrio de Cournot são obtidos o preço da energia eléctrica para cada período e o factor de utilização associado a cada uma das unidades de produção. Com esta informação os agentes investidores resolvem de novo o problema de optimização individual. Na resolução do problema de planeamento é também utilizada uma abordagem probabilística em que alguns dos parâmetros são modelizados através de funções de probabilidade a partir das quais, utilizando o Método de Monte Carlo, são extraídos valores que são tidos em conta na resolução do problema de planeamento. Os parâmetros modelizados através de funções de distribuição de probabilidades são o preço da energia eléctrica, o custo de investimento associado a cada tecnologia, o custo de operação e de manutenção e o factor de utilização de cada uma das tecnologias. Desta forma, é executado um processo iterativo que irá terminar quando os agentes investidores não alterarem os seus planos de investimento em duas iterações consecutivas. Este modelo e respectivo algoritmo de solução são descritos de forma detalhada no Capítulo IV deste trabalho.

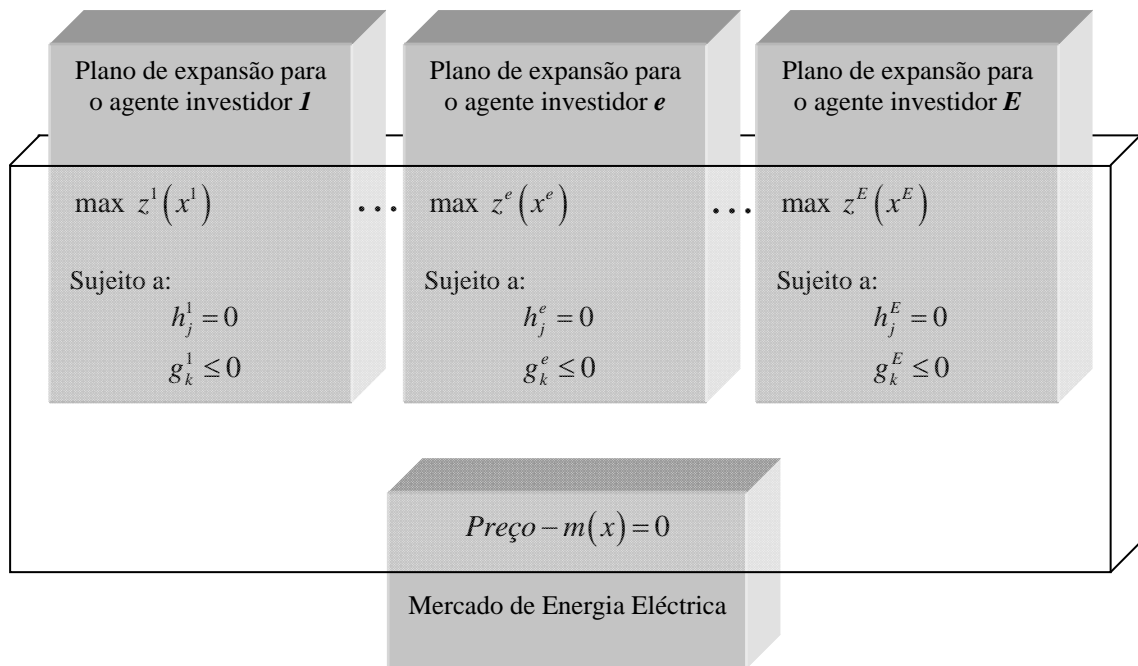
### **3.5.3 Modelos de equilíbrio**

Em [Ventosa\_02] são apresentadas duas metodologias para a resolução do problema de planeamento da expansão do sistema electroprodutor num ambiente competitivo. As duas formulações consideram um mercado em que cada agente investidor compete através das quantidades a produzir utilizando o modelo de Cournot.

Na primeira formulação é utilizado o modelo de Cournot em conjunto com uma formulação de um problema de Programação Linear Inteira Mista em que cada agente decide a quantidade com que vai participar no modelo de Cournot, bem como identificar o plano de investimento em nova capacidade de produção.

Em resumo, nesta formulação o modelo de Cournot é utilizado para determinar o preço e a participação de cada unidade de produção para a obtenção do equilíbrio. Com a informação assim obtida, cada agente investidor formula um problema de Programação Linear Inteira Mista que permite definir o plano de expansão de cada agente investidor de forma individual.

Na Figura 3.1 é apresentada a estrutura desta formulação do problema de planeamento. Neste modelo é assumido que o consumo total para cada ano é representado por uma função linear em função do preço. As unidades de produção consideradas no modelo são centrais térmicas, hídricas e hídricas com capacidade de bombagem. Relativamente às centrais térmicas não são considerados limites mínimos e máximos para o incremento e diminuição da produção.



**Figura 3.1** – Estrutura para o modelo de resolução do problema do planeamento do sistema electroprodutor.

O modelo de equilíbrio de Cournot tem sido adoptado para representar o comportamento dos agentes produtores para o curto prazo considerando que os mesmos competem em quantidades. Isto significa que cada agente escolhe qual a quantidade que permite maximizar os seus lucros e o modelo permite obter o preço para a energia eléctrica tendo em conta a função que modeliza o consumo. Neste modelo considera-se que todos os agentes decidem de forma simultânea as quantidades respectivas. Os problemas de optimização a resolver por cada agente estão interligados através do preço da energia eléctrica que resulta da situação de equilíbrio para o mercado. No problema de optimização individual o objectivo de cada agente consiste em maximizar os seus lucros considerando as receitas obtidas com a venda de energia eléctrica menos os custos de investimento e de operação.

Na segunda formulação descrita em [Ventosa\_02] foi utilizado o Modelo de Stackelberg em conjunto como o modelo de equilíbrio de Cournot. Nesta formulação assume-se que existe um agente investidor que funciona como líder e que é o primeiro a decidir qual a capacidade a instalar. Os restantes agentes tomam as suas decisões conhecendo a estratégia adoptada pelo agente líder.

A formulação referida contempla dois estágios. No primeiro estágio o agente investidor líder decide qual a capacidade a instalar que otimiza os seus objectivos, procurando antecipar a reacção futura dos restantes agentes. No segundo estágio e utilizando o modelo de equilíbrio de Cournot, todos os agentes concorrem de forma simultânea através das quantidades a produzir.

As formulações desenvolvidas foram aplicadas a um sistema teste com as seguintes características: o horizonte de planeamento é de 11 anos sendo cada ano dividido em 4 sub-períodos cada um com uma duração de 3 meses, são considerados três patamares para a modelização do consumo (ponta, médio e base), com a mesma duração, o sistema de energia eléctrica contempla 3 agentes produtores assumindo-se que só um dos agentes irá investir em nova capacidade de produção, considera-se que o consumo terá um aumento anual de 4 % em relação ao valor de ponta e que a energia fornecida pelas centrais hídricas é constante, e finalmente a única tecnologia candidata para a expansão do sistema electroprodutor são as centrais térmicas de ciclo combinado a gás. Dos resultados obtidos os autores concluíram que na situação em que o agente investidor assume o papel de agente líder, este vai instalar mais capacidade de produção e irá obter maiores receitas. Trata-se portanto de um sistema teste muito simplificado que não permite aferir de forma completa as potencialidades desta formulação.

#### **3.5.4 Optimização dinâmica estocástica**

Em [Betterud\_03a] e [Betterud\_03b], é apresentada uma formulação que permite definir o momento mais indicado para a realização de investimento em nova capacidade de produção num ambiente reestruturado e competitivo para o sector eléctrico. O objectivo deste problema consiste em maximizar o lucro de cada agente investidor em nova capacidade de produção em energia eléctrica considerando unidades térmicas de ciclo combinado a gás.



O problema a resolver é formulado do ponto de vista de cada agente investidor individual, sendo consideradas as influências associadas às incertezas relativas à evolução dos preços da energia eléctrica no mercado diário e à evolução do consumo previsto para o sistema. São também consideradas as influências que as decisões de outros agentes investidores podem ter na evolução destes parâmetros.

A resolução do problema é obtida recorrendo a um algoritmo de optimização dinâmica estocástica baseado nos princípios do método recursivo de Bellman's [Bertsekas\_00]. Nesta formulação admite-se que os agentes investidores possuem as autorizações necessárias para a realização do investimento. A formulação matemática do problema a resolver para um horizonte de planeamento  $T$ , dividida em sub-períodos anuais, é descrita por (3.25) a (3.29).

$$J_0(x_0, l_0) = \max_{u_0, \dots, u_{T-1}} E_{\omega_1} \left\{ \sum_{k=0}^{T-1} \left[ (1+r)^{-k} \cdot g_k(x_k, l_k, u_k, \omega_s) \right] + (1+r)^{-T} \cdot g_T(x_T, l_T, \omega_s) \right\} \quad (3.25)$$

Sujeito a:

$$x_{k+1} = x_k + u_{k-l+1} \quad (3.26)$$

$$l_{k+1} = l_k + \omega_{l,k} \quad (3.27)$$

$$g_T(x_T, l_T, \omega_s) = g_T(x_T, l_T, \omega_s | u_T = 0) \quad (3.28)$$

$$x_k \in \Omega_{x,k} \quad l_k \in \Omega_{l,k} \quad u_k \in \Omega_{u,k} \quad \omega_s \in \Omega_{\omega_s} \quad \omega_{l,k} \in \Omega_{\omega_{l,k}} \quad (3.29)$$

Nesta formulação:

$J_0(x_0, l_0)$  - representa o lucro máximo esperado para o horizonte de planeamento referido ao instante inicial;

$g_k(x_k, l_k, u_k, \omega_s)$  - representa o lucro líquido esperado no sub-período  $k$  com a venda da energia eléctrica bem como o pagamento por capacidade;

$g_T(x_T, l_T, \omega_s)$  - representa o lucro líquido esperado no período  $T$  com a venda da energia eléctrica bem como o pagamento por capacidade;

$x_k$  - representa o valor da capacidade a instalar no sub-período  $k$ ;

$l_k$  - representa o consumo médio considerado no sub-período  $k$

$u_k$  - representa a nova capacidade instalada no sub-período  $k$ ;

$\omega_s$	- representa o conjunto de incertezas a considerar para o curto prazo;
$\omega_{l,k}$	- representa a evolução estocástica do valor do consumo no sub-período $k$ ;
$r$	- representa a taxa de actualização;
$lt$	- representa o tempo para a construção das novas unidades de produção;
$\Omega_{x,l,u,\omega_s,\omega_l}$	- representa o conjunto de valores discretos que as variáveis $x$ , $l$ , $u$ , $w_s$ , $w_l$ podem assumir.

A formulação apresentada permite calcular o lucro esperado a obter pelo agente investidor, considerando as receitas obtidas com a venda de energia eléctrica no mercado diário e as receitas obtidas através do pagamento pela capacidade disponibilizada com as novas unidades de produção. A incerteza associada a evolução do consumo é modelizada através da utilização de uma Cadeia Binomial de Markov [Mo\_91]. O preço médio anual para a energia eléctrica é obtido pela resolução de um problema de optimização linear em que a função objectivo consiste em maximizar o bem estar socioeconómico para o curto prazo. Este problema é resolvido para cada ano do horizonte de planeamento permitindo que, para cada ano, seja utilizada informação dos anos anteriores. Neste estudo é também utilizada a teoria das Opções Reais para ajudar os agentes investidores a definir o momento mais adequado para a realização do investimento permitindo, desta forma, refinar o plano de expansão obtido uma vez que, cada agente decisor pode utilizar informação mais actualizada sobre a evolução do sector eléctrico.

O modelo foi aplicado para avaliação de investimento em nova capacidade de produção utilizando a tecnologia das centrais térmicas de ciclo combinado a gás no mercado Nórdico de Energia Eléctrica. O horizonte de planeamento considerado foi de 10 anos.

### **3.5.5 Sistemas Dinâmicos**

Como já foi referido, num sector eléctrico reestruturado o planeamento da expansão do sistema electroprodutor torna-se mais complicado, devido à incerteza de fontes adicionais e

endógenas ao sistema, como os preços para energia eléctrica, mudanças regulamentares e decisões tomadas por outros agentes. Desta forma, os agentes investidores em nova capacidade de produção requerem novos modelos de modo a gerirem o nível de risco associado às suas decisões.

A simulação do funcionamento do sector eléctrico utilizando Sistemas Dinâmicos é adequada para análise de curto e médio prazo para, por exemplo, definir estratégias para um ambiente de mercado competitivo. No entanto, pode ser utilizada como forma de lidar com os problemas relacionados com a expansão do sistema electroprodutor permitindo representar cada agente do sistema, os seus objectivos, decisões para os alcançar e a influência das interacções existentes entre as decisões tomadas pelos agentes concorrentes.

Para além de permitirem realizar previsões sobre a evolução de parâmetros considerados importantes na fase de planeamento, os Sistemas Dinâmicos são utilizados para permitir obter sinais que permitam aumentar a percepção da evolução do sistema e suas características por parte dos agentes investidores, ao permitir representar com o detalhe adequado a relação entre as principais variáveis do sistema. Permitem igualmente identificar malhas de realimentação de informação que existem entre os diferentes partes do sector, e por último, permitem modelizar a influência dos atrasos entre o momento em que, por exemplo, é tomada a decisão de construção de novas unidades de produção e o momento em que essas unidades ficam disponíveis para produzir energia.

Aplicações dos Sistemas Dinâmicos ao problema da expansão do sistema electroprodutor podem ser encontradas em [Ford\_97], [Ford\_99], [Botterud\_02], [Vogstad\_04], [Vogstad\_06], [Kadoya\_05], [Olsina\_06], [Ford\_06], [Ochoa\_07] e [Pereira\_07b].

Nas comunicações referidas no parágrafo anterior são considerados os aspectos mais importantes associados à aplicação dos Sistemas Dinâmicos para simulação do funcionamento do sector eléctrico. São apresentados exemplos da aplicação desta metodologia a sistemas eléctricos de diferentes regiões dos Estados Unidos da América, Reino Unido, Suíça e Noruega. Os objectivos da aplicação desta metodologia são muito similares em todas as aplicações referidas. Pretende-se com a utilização dos Sistemas Dinâmicos conseguir avaliar as alterações provocadas em parâmetros como o preço da energia eléctrica e a quota de produção das unidades de produção provocados pela entrada

e/ou saída de serviço de unidades de produção, o investimento em determinadas tecnologias, a evolução ao nível de eficiência de algumas tecnologias, o atraso na entrada em serviço de novas unidades de produção, a utilização de unidades de produção utilizando recursos renováveis, o efeito das importações e exportações de energia eléctrica entre sistemas.

No Capítulo V deste trabalho é apresentado um modelo para a simulação do funcionamento do sector eléctrico desenvolvido pelo autor com o objectivo de obter informação que, em seguida, é utilizada no modelo de optimização desenvolvido para a definição do planeamento da expansão do sistema electroprodutor apresentado no Capítulo IV. Desta forma, no Capítulo V é realizada uma descrição mais detalhada dos Sistemas Dinâmicos.

### **3.5.6 Outras publicações**

Em [Sánchez\_05] e [Sánchez\_07] é apresentada uma metodologia alternativa que permite melhorar a aplicação dos Sistemas Dinâmicos para a resolução do problema de planeamento da expansão do sistema electroprodutor num ambiente competitivo. Esta metodologia permite modelizar um mercado com uma estrutura de oligopólio bem como mercados em que possam existir companhias produtoras que possuam uma quota muito elevada da capacidade de produção instalada e que, por isso, possam monopolizar o funcionamento do mercado. A metodologia desenvolvida por estes autores utiliza os princípios associados aos métodos de equilíbrio para representar o mercado. O modelo apresentado permite modelizar a existência de um mercado para a energia eléctrica que contempla a existência de contratos a longo prazo e um mercado diário.

O modelo utiliza uma representação detalhada do mercado que inclui: a resposta a variações conjecturais dos preços da energia eléctrica baseadas no equilíbrio do mercado para determinar a evolução dos preços e a produção de cada companhia produtora, considerando uma estrutura oligopólica para o sector e a existência de contratos de futuros. O modelo foi testado utilizando um caso de estudo baseado no sistema de energia eléctrica de Espanha. Neste estudo foi analisada a influência da introdução dos mercados de futuros num sistema com uma estrutura oligopólica e a funcionar com base num mercado diário

para a comercialização da energia eléctrica. Os resultados obtidos permitiram concluir que a introdução de mercados de futuros pode reduzir a existência de situações em que uma companhia consiga monopolizar o mercado. No entanto, pode apresentar como desvantagem o facto de implicar uma redução dos lucros das empresas produtoras a longo prazo e, em consequência, reduzir o nível de investimento e de segurança no fornecimento de energia eléctrica.

### **3.6 Conclusões**

Neste capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica das diversas metodologias desenvolvidas para formular e resolver o problema de planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Estas metodologias são utilizadas para construir planos de expansão e ajudar os agentes decisores a tomarem as decisões mais acertadas através da escolha das tecnologias em que vão investir, as capacidades a instalar nas novas unidades e a definição do momento em que esses investimentos devem ser realizados.

Inicialmente foram apresentados os principais factores que influenciam a construção dos planos de expansão do sistema electroprodutor. Foi realizada uma separação da forma como o planeamento é desenvolvido considerando um sector eléctrico com uma estrutura regulada e a funcionar em regime de monopólio e, em seguida, foram referidas as metodologias e a forma de planeamento adoptado para um sector eléctrico reestruturado. Neste caso, a actividade de produção apresenta como características principais a existência de vários agentes que competem entre si para fornecer energia eléctrica, sendo por isso um ambiente afectado por maiores incertezas, mais concorrencial e mais arriscado.



## **CAPÍTULO IV**

### **MODELIZAÇÃO DO PROBLEMA DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR**





## **4.1 Introdução**

O presente capítulo descreve uma abordagem para modelizar matematicamente o Problema de Expansão a Longo Prazo do Sistema Electroprodutor-PELPSE, com intuito de apoiar os agentes investidores em nova capacidade de produção a tomarem decisões relativamente a novos investimentos. A presente abordagem foi desenvolvida no âmbito da implementação dos mercados de electricidade que eliminaram o planeamento centralizado tradicional, conduzindo à criação de diversas empresas produtoras que competem pelo fornecimento de energia eléctrica. Como resultado, esta actividade é mais arriscada do que acontecia no passado e, por este motivo, é importante desenvolver ferramentas de suporte às decisões, que ajudem os agentes investidores a analisarem as opções de investimento disponíveis de forma adequada, tendo em conta o possível comportamento da concorrência. O modelo desenvolvido visa a maximização dos lucros previstos por parte de um agente investidor, ao mesmo tempo que avalia a segurança e a fiabilidade do funcionamento do sistema de energia, incorporando incertezas relacionadas com a volatilidade dos preços, com a fiabilidade das unidades produtoras, com a evolução do consumo e com os custos de investimento e de funcionamento.

Antes da reestruturação do sector eléctrico, as decisões de investimento em nova capacidade, a escolha da tecnologia e a localização de novas unidades de produção, eram realizadas por entidades com uma estrutura verticalmente integrada, cujo funcionamento se considerava como um serviço público, significando que toda a cadeia de valor era controlada desde a produção até à relação final com os consumidores. Em diversos casos, estes planos de investimento foram desenvolvidos em colaboração e com a aprovação explícita de entidades públicas, sendo que todos os custos de investimento foram facilmente passados para os consumidores e internalizados nas tarifas. Neste ambiente tradicional havia poucas incertezas e os lucros das empresas verticais eram garantidos, havendo poucos incentivos para ter em conta os diversos factores que pudessem provocar um impacto nos lucros. Os mecanismos associados a um mercado competitivo alteraram profundamente este ambiente, tendo em conta que actualmente é o mercado que determina os preços, e a separação das empresas tradicionais implica que hoje exista um conjunto de agentes produtores tentando, cada um deles, maximizar o seu próprio lucro. As decisões

conduzidas com base no lucro esperado impõem que os agentes investidores em nova capacidade de produção considerem diversos factores, tais como os lucros, os custos e os riscos que possam influenciar os seus lucros.

Outra consequência importante do advento dos mercados da electricidade consiste em que os agentes do sector já não se encontram protegidos por um escudo regulamentar. Pelo contrário, encontram-se expostos a diferentes riscos e a um grande número de factores afectados por incertezas, muitos dos quais contendo uma natureza exógena. Esta situação é ainda mais grave tendo em conta o período de tempo que decorre entre o momento em que são realizados estudos para novos investimentos, a tomada de uma decisão e, finalmente, a entrada em funcionamento das novas instalações de produção.

Estas incertezas, a longo prazo, influenciam o lucro de um projecto, quer directamente, como um elemento de custo incerto, quer indirectamente, através do preço de mercado da electricidade, ou de ambas as formas. Neste enquadramento, é crucial identificar e internalizar de modo adequado as incertezas que afectam as decisões de investimento em novas unidades de produção. O nível de risco admitido por parte de um investidor reflecte-se no nível de retorno previsto para os investimentos. Quanto maiores forem os riscos empresariais e financeiros, maior será o retorno exigido. A combinação de longos períodos de planeamento e de construção, do crescimento incerto do consumo e da evolução do preço, determinam o aumento do risco inerente aos projectos de maior capacidade de produção, podendo favorecer a instalação de unidades mais pequenas.

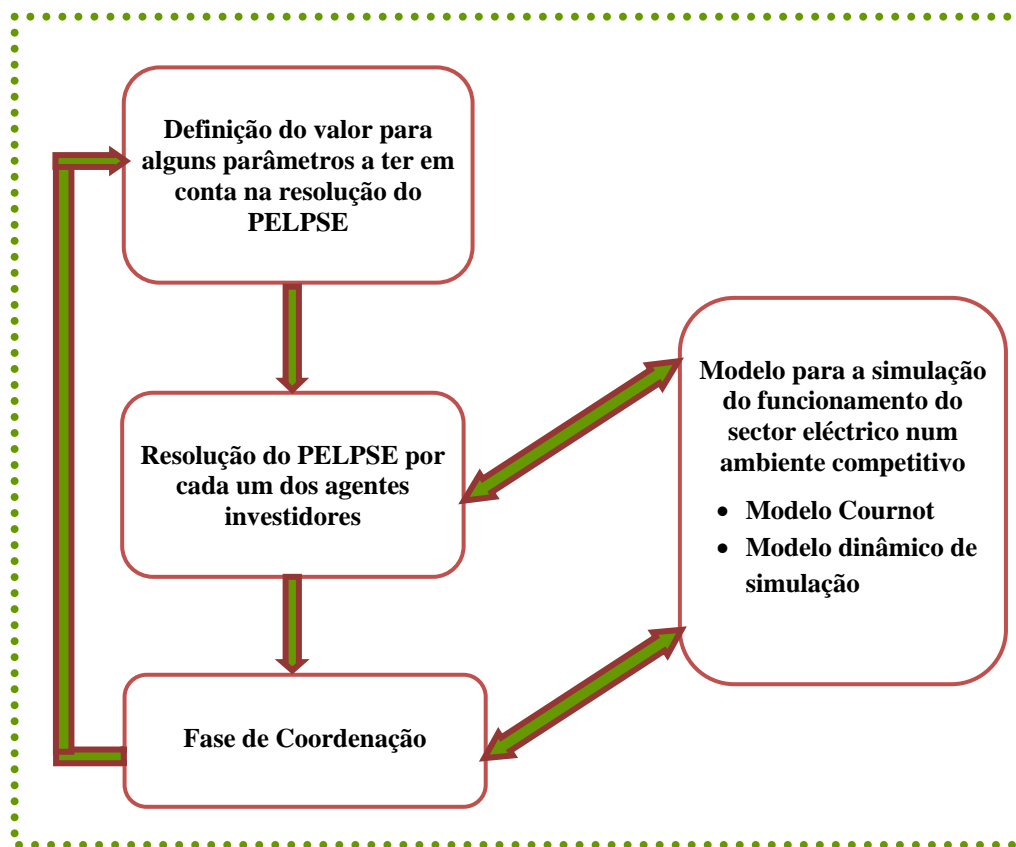
Como as centrais de produção de energia eléctrica necessitam de algum tempo para serem construídas e sendo os investimentos amortizados ao longo de vários anos, as decisões de investimento baseiam-se em previsões sobre os lucros futuros. Infelizmente, a previsão destes lucros é difícil de realizar, pois os mesmos são extremamente incertos, voláteis e dependentes de uma série de factores de risco. Por esta razão, este tipo de problemas deve identificar e incorporar a modelização das incertezas, desempenhando os conceitos de risco um papel igualmente fundamental.

Num ambiente competitivo, múltiplos agentes preparam individualmente os seus planos de investimento, com o objectivo de maximizar os seus lucros. O desenvolvimento de mecanismos de mercado também contribuiu para antecipar outras alterações, como a

redução do horizonte de planeamento, devido à eliminação do tradicional retorno de investimento garantido, bem como o advento da interacção estratégica e a actividade desenvolvida entre as empresas produtoras de electricidade. Assim, a existência de concorrência determina que os agentes enfrentam riscos mais elevados, que tentam obter retornos mais rapidamente, e que as decisões individuais dos agentes irão afectar mutuamente os lucros e as decisões dos outros intervenientes.

Na nova formulação do PELPSE a ser utilizada por agentes que actuam nos mercados de electricidade reestruturados, o objectivo de cada empresa consiste em maximizar o seu lucro total, ao longo de um horizonte de planeamento, ao mesmo tempo que contribui para o funcionamento seguro do sistema de energia, através da competitividade entre os agentes produtores. A nova formulação deve incorporar a volatilidade dos preços de mercado da electricidade e dos combustíveis, do consumo de energia eléctrica, e dos lucros previstos, com base na previsão do preço da energia eléctrica resultante do funcionamento do mercado, nos custos de construção, e nos custos de funcionamento e de manutenção. Dada a sua própria natureza, devem ser tidos explicitamente em conta no modelo de planeamento de expansão do sistema electroprodutor, algumas fontes de incerteza que influenciam as acções futuras, como o preço da energia eléctrica, as taxas de crescimento do consumo, os custos dos combustíveis e a disponibilidade do equipamento.

Na Figura 4.1 apresenta-se a estrutura do modelo utilizado para o apoio à tomada de decisão por parte dos agentes investidores em nova capacidade de produção e as inter-relações com outros modelos que permitem avaliar a evolução do funcionamento do sector eléctrico, como é o caso da actuação da fase de coordenação e a interligação com os modelos que permitem obter informações importantes para a resolução do PELPSE formulado por cada agente. Os modelos utilizados para o sector eléctrico permitem simular o seu funcionamento e, desta forma, obter informação sobre a evolução dos preços da energia eléctrica, factor de utilização das unidades de produção, evolução do consumo em função do parque electroprodutor existente no momento inicial do horizonte de planeamento e a influência que os planos de expansão apresentados por cada um dos agentes terão na evolução dos parâmetros anteriormente referidos.



**Figura 4.1** - Representação da estrutura da metodologia desenvolvida para o apoio a decisão para novos investimentos em capacidade de produção e avaliação do funcionamento do sector eléctrico.

A formulação da metodologia de apoio à decisão irá ajudar os agentes investidores em novas unidades de produção na preparação dos planos de investimento bem como em avaliar as consequências das suas decisões, o impacto das decisões de outros agentes de tal modo que aumente o grau de informação e de percepção sobre o problema. O presente modelo de apoio à decisão pode ser utilizado pelos agentes investidores, como uma ajuda na identificação da estratégia de investimento mais adequada em nova capacidade de produção, simulando o possível comportamento dos outros participantes. Esta ferramenta pode igualmente ser utilizada para realizar uma análise de sensibilidade, de modo a verificar se a estratégia desenvolvida é suficientemente robusta, tendo em conta as possíveis alterações dos diversos parâmetros. A abordagem desenvolvida tem a capacidade de considerar os vários tipos de unidades de produção e capacidades a instalar, as restrições de funcionamento, a indisponibilidade forçada e o *timing* para a adição de novas unidades.

Tendo em conta estas características, as decisões de investimento baseiam-se tipicamente nas expectativas sobre os lucros futuros. No entanto, quando se realiza uma previsão destes lucros, é muito difícil obter um grau adequado de rigor, porque estes são muito incertos, voláteis e dependentes de um grande número de aspectos exógenos. Considerando todos estes aspectos, diversos autores reconheceram que a questão mais importante que afecta o lucro dos investimentos nos mercados liberalizados corresponde à incerteza relacionada com os preços da electricidade. Esta incerteza já não se relaciona com um horizonte a curto prazo, mas de facto, com períodos mais longos, representando um risco para os investidores. Neste sentido, a tomada de decisão mais rápida, as tecnologias que conduzam a períodos de construção mais reduzidos, e os planos de expansão mais sólidos e robustos, constituem os aspectos fundamentais que poderão determinar a transformação de um qualquer plano de investimento num plano bem sucedido.

A incerteza associada ao valor que alguns dos parâmetros considerados no PELPSE pode assumir será modelizada através da utilização de funções de distribuição de probabilidades [Ibe\_05]. Os parâmetros necessários para definir estas distribuições de probabilidades podem ser obtidos pela análise de dados históricos ou resultar da simulação do funcionamento do sector eléctrico, ou se, necessário, reflectir um julgamento por parte de um perito [Wen\_04].

Nas secções seguintes apresentam-se os aspectos mais relevantes a ter em consideração na abordagem do problema de expansão do sistema produtor que os agentes investidores em nova capacidade de produção deverão ter em conta, assim como a evolução do modelo que foi desenvolvido e implementado neste trabalho.

Numa primeira fase, é apresentada a formulação geral a utilizar por cada um dos investidores para a definição dos seus planos de expansão individuais considerando um horizonte de planeamento com  $N$  anos e, tendo em conta as variáveis e incertezas que mais influenciam a tomada de decisão. É realizada uma descrição da evolução do modelo apresentado e as diferentes considerações que foram sendo introduzidas para o desenvolvimento do mesmo. São também apresentados alguns exemplos de aplicação do modelo com o objectivo de clarificar e ilustrar a sua utilização. Normalmente a validação estaria associada a um sistema de grande dimensão.

Neste capítulo é ainda caracterizada a fase de coordenação em que são verificadas restrições técnicas e de segurança assim como associadas a políticas regulatórias relativas ao funcionamento seguro e fiável do sector. Como exemplo, nesta fase serão verificados os níveis mínimo e máximo de reserva para a potência instalada em cada estágio considerado para o planeamento, bem como as quotas máximas de potência instalada relativamente a cada investidor. Desta forma, procura-se evitar que em determinadas situações possa haver investidores com quotas de mercado que lhes permitam exercer um domínio de mercado em função da sua capacidade instalada. Nesta fase será igualmente verificado o nível de fiabilidade associado a cada estágio do planeamento, calculando para cada um deles o valor esperado de horas em que o sistema não será capaz de alimentar a carga. Nesta fase poderão ainda ser especificadas capacidades máximas ou mínimas a instalar para cada uma das tecnologias consideradas disponíveis para a realização dos planos de investimento.

Com o objectivo de ajudar os agentes decisores na tomada das decisões de investimento será também apresentada uma metodologia que permite realizar uma análise de sensibilidade tendo em conta os planos de expansão obtidos. Estes estudos de sensibilidade permitem obter informações mais abrangentes sobre os investimentos planeados, bem como obter uma visão mais aprofundada das perspectivas associadas aos seus investimentos tendo em conta as incertezas consideradas mais importantes e que mais influenciam os investimentos planeados.

#### **4.2 Modelo para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor a longo prazo**

No Capítulo III foram apresentados os aspectos mais relevantes associados ao planeamento da expansão do sistema electroprodutor para o longo prazo que, em resumo, corresponde a definir, para cada agente investidor, a tecnologia a adoptar num projecto de investimento, a capacidade a instalar e o momento mais adequado para a realização do investimento. Na tomada destas decisões o investidor irá obrigatoriamente considerar os aspectos que mais influenciam a sua tomada de decisão e as incertezas associadas a cada um destes parâmetros.

Como já foi referido no capítulo anterior, a resolução do problema de expansão do sistema

electroprodutor não é uma tarefa simples uma vez que estamos perante um problema afectado por incertezas relativamente ao valor que determinados parâmetros podem vir a assumir ao longo do horizonte de planeamento. Por esta razão, é necessário utilizar modelos que permitam realizar uma previsão o mais ajustada possível à realidade para a evolução desses valores ao longo do tempo. Por outro lado, está-se perante um problema de optimização com carácter combinatório uma vez que, para cada tecnologia considerada, estarão usualmente disponíveis valores normalizados para as potências a instalar. Em resumo, está-se perante um problema de programação combinatório, inteiro e estocástico. Para a resolução deste problema foram utilizados Algoritmos Genéticos - AG, associados à utilização de funções de distribuição de probabilidades para alguns dos parâmetros a ter em conta na resolução do problema, conseguindo-se desta forma considerar as incertezas associadas ao valor que esses mesmos parâmetros podem vir a assumir ao longo do período considerado para a realização do planeamento da expansão. O método de Monte Carlo será utilizado de modo a extrair valores das funções de probabilidades consideradas [Gentle\_05], [Fishman\_96].

A função objectivo associada ao PELPSE a resolver por cada um dos investidores individualmente está associada à maximização dos lucros obtidos durante o horizonte de planeamento com a implementação do plano resultante da resolução do problema de investimento. Na expressão (4.1) são apresentadas, de forma descritiva, as parcelas mais importantes consideradas na função objectivo deste problema.

$$\max z = \left( \begin{array}{l} \text{Receitas obtidas com a venda da energia eléctrica + Incentivos adicionais -} \\ \text{Custos fixos associados ao investimento -} \\ \text{Custos fixos e variáveis com a operação e manutenção das instalações} \end{array} \right) \quad (4.1)$$

As três parcelas principais que constituem a função objectivo permitem considerar os aspectos mais importantes a ter em conta para a elaboração do plano de expansão adoptado pelo agente investidor. A primeira destas parcelas refere-se a Receitas e Incentivos, a segunda a custos fixos e a terceira a custos variáveis. Os parágrafos seguintes detalham cada uma delas.

A primeira parcela corresponde às receitas que se prevê obter com a venda da energia eléctrica proveniente das novas capacidades a instalar ao longo do tempo de vida útil

considerado para cada uma das instalações e serão influenciadas pelos seguintes factores:

- Tecnologias seleccionadas e respectiva capacidade a instalar. Estes valores serão instâncias das variáveis de decisão do problema de expansão a resolver por cada um dos investidores. Deve notar-se que, por questões técnicas, se considera que o valor a instalar em cada uma das tecnologias terá de coincidir com os valores *standards* considerados possíveis para cada tecnologia. Como exemplo, uma das restrições a colocar no problema de expansão resulta de restringir o valor da variável de decisão correspondente a uma determinada tecnologia, de modo a que apenas possa assumir valores dentro do seguinte conjunto {0; 100; 200; 300} MW. O modelo implementado permitirá considerar as diferentes tecnologias tendo em conta as suas características técnicas ao nível dos valores das potências a instalar, utilizando, para isso, valores adequados a cada uma das tecnologias. Esta questão é muito importante porque implica que o problema a resolver tenha que ser tratado como um problema combinatório, dado que as variáveis de decisão só podem assumir valores inteiros e dentro de um conjunto especificado;

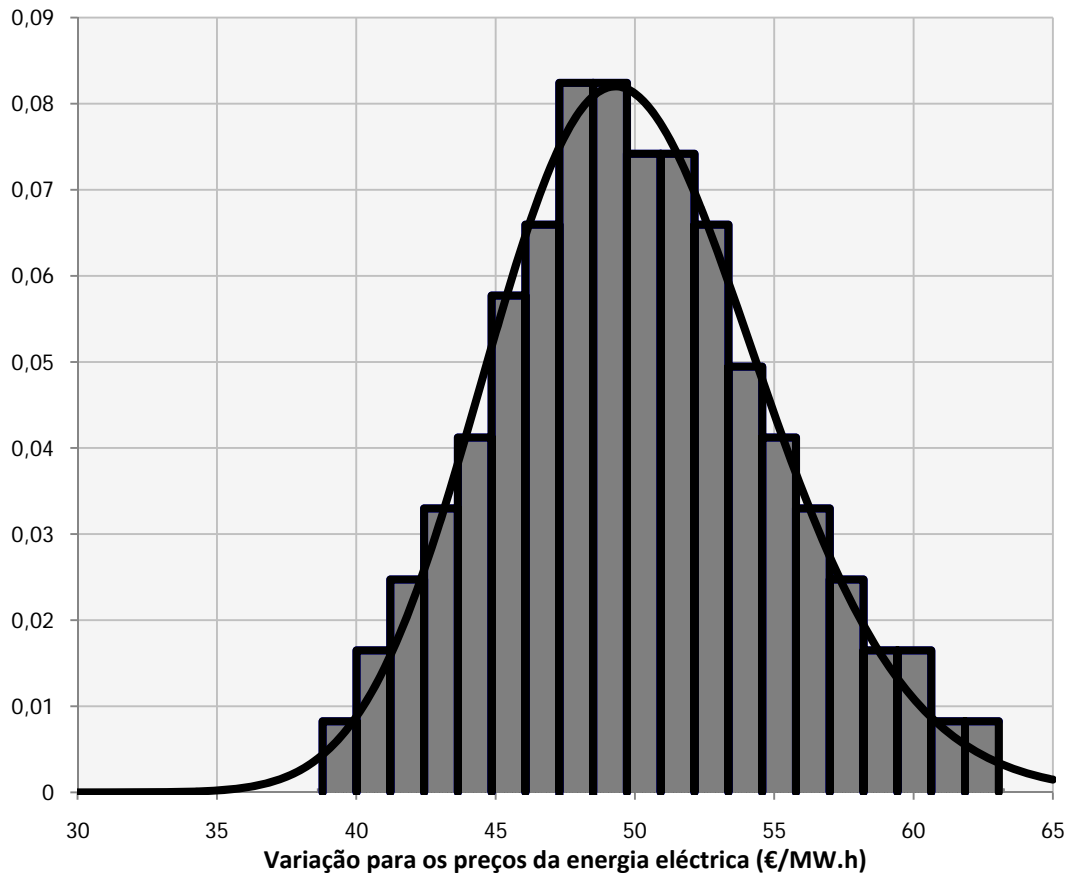
- Preço para a energia eléctrica resultante do funcionamento do mercado competitivo. Este preço está associado a uma das maiores incertezas com a qual os agentes investidores têm que lidar na elaboração dos seus planos de expansão, uma vez que influencia significativamente o comportamento económico dos investimentos realizados. A primeira grande dificuldade resulta de se trabalhar com períodos de planeamento que se vão propagar ao longo de muitos anos, sendo por isso muito difícil estabelecer uma previsão fiável para os preços da energia eléctrica. Por outro lado, existem diversos factores que influenciam a evolução destes preços tais como: constituição do parque electroprodutor e respectiva evolução ao longo do tempo, evolução do preço dos combustíveis utilizados nas centrais de produção de energia eléctrica, evolução da potência a instalar nas unidades de produção que utilizam as energias renováveis, com particular destaque para a produção hídrica e eólica, aleatoriedade associada às potências produzidas por estas mesmas unidades, uma vez que, dependem do recurso renovável que utilizam e que por sua vez, dependem das condições meteorológicas que se vierem a verificar, etc. É importante realçar que a maioria destes factores se encontra fora do controlo directo do agente investidor e que serão influenciados por um conjunto



de situações socioeconómicas que dificultam ainda mais a sua previsão. Numa primeira fase do desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o Modelo de Cournot para realizar a previsão da evolução dos preços. Este modelo será apresentado no Capítulo V. No entanto, verificou-se que existiam muitas limitações associadas à utilização deste modelo sendo por isso necessário desenvolver um modelo que representasse de forma mais adequada o funcionamento do mercado competitivo para o sector eléctrico.

Com o objectivo de se obter uma previsão para a evolução dos preços da energia eléctrica tendo em consideração os factores anteriormente referidos foi desenvolvido um modelo dinâmico para representar a evolução do sector eléctrico ao longo do tempo, incluindo nesse mesmo modelo as diversas ligações existentes no funcionamento do sector eléctrico num ambiente competitivo. Este modelo será também apresentado de forma detalhada no Capítulo V.

Em qualquer dos casos, e com o objectivo de diminuir o impacto associado à incerteza na evolução dos preços, o comportamento deste preço será modelizado através de uma Função de Distribuição de Probabilidade - FDP que permitirá que, durante a resolução do problema de expansão formulado para cada agente investidor, não seja considerado apenas um valor fixo para o preço da energia eléctrica associada a um determinado período mas sim um conjunto de valores extraídos da FDP. Considerou-se que a FDP mais adequada para a modelização do preço da energia eléctrica é a função Log-normal uma vez que se considerou que o preço da energia eléctrica nunca assumirá valores negativos. Na Figura 4.2 é apresentada uma FDP Log-normal em que se considera um preço médio de 50 €/MW.h e um desvio padrão de 5 €/MW.h. Nesta figura é também apresentado um histograma que permite relacionar a frequência associada aos valores extraídos através da utilização do método de Monte Carlo para o preço da energia tendo em conta a FDP adoptada.



**Figura 4.2** - Representação da FDP Log-normal e histograma de frequência de ocorrência dos preços de energia para o período correspondente a esta FDP.

Os parâmetros necessários para definir esta FDP que representa os preços de energia eléctrica são obtidos da seguinte forma: o valor médio a considerar será estabelecido tendo em conta a simulação do mercado da energia eléctrica que irá permitir obter a evolução dos preços médios para cada um dos períodos em análise e o desvio padrão será um valor escolhido pelo agente investidor que permite estabelecer uma relação entre os valores obtidos na simulação do mercado e as perspectivas que o mesmo tem em relação ao risco que admite assumir. Quanto maior for o valor do desvio padrão maior será a gama de valores que podem ser obtidos da FDP definida. O processo para obter valores a utilizar na resolução do problema de expansão inclui a realização de uma simulação de Monte Carlo que permitirá sortear valores da FDP.

- O terceiro aspecto que influencia as receitas obtidas para uma determinada instalação de produção ao longo do seu período de vida útil corresponde ao factor

de utilização dessa mesma instalação. Muitos dos aspectos que influenciam a evolução da previsão deste factor são os mesmos que já foram referidos para o preço da energia eléctrica. Neste caso, temos ainda de ter em atenção as características técnico-económicas associadas a cada uma das instalações. Numa primeira fase, a utilização do Modelo de Cournot permitiu determinar o valor da energia a fornecer por cada um das instalações em cada período. No entanto, este tipo de modelização apresentava diversas limitações, uma vez que, não tinha em conta a interacção com a evolução de outras tecnologias e implicava adoptar um conjunto de aproximações que podiam influenciar significativamente os planos de expansão a construir. A implementação do modelo dinâmico referido anteriormente permite representar de forma mais adequada e realista o comportamento do factor de utilização. Para modelizar a incerteza associada a este parâmetro utilizou-se uma FDP Normal. Com os resultados obtidos da simulação do mercado de energia será possível definir a evolução do factor de utilização para cada uma das tecnologias e para cada período. Este valor será depois utilizado para definir o valor médio da FDP sendo que o valor a adoptar para o desvio padrão segue o mesmo raciocínio apresentado para o caso do preço da energia eléctrica no mercado.

O modelo de expansão do sistema produtor contempla na função objectivo a existência de receitas provenientes de esquemas regulatórios adoptados pelas entidades reguladoras que tenham como objectivo incentivar a instalação de nova capacidade de produção. Um dos modelos mais utilizados passa por remunerar a capacidade instalada e/ou disponível para poder ser utilizada como reserva de forma a melhorar a segurança do fornecimento da energia eléctrica.

Assim sendo, considerando um agente investidor  $i$ , uma tecnologia  $j$  e para o tempo de vida útil da instalação  $T_{ut}$ , a receita a considerar na formulação do problema de expansão é definida pela expressão (4.2). As receitas obtidas ao longo do horizonte  $T_{ut}$  são referidas para o ano inicial utilizando uma taxa de actualização.

$$\sum_{t=1}^{T_{ut}} (p_t \cdot X_t^j \cdot fu_t^j + (1 - \frac{fu_t^j}{8760}) \cdot X_t^j \cdot p_{tcap}) \quad (4.2)$$

Nesta expressão:

- $T_{ut}$  - representa o tempo de vida útil considerado para a instalação de produção de energia eléctrica. Este tempo varia em função da tecnologia considerada (ano);
- $p_t$  - representa o preço médio previsto para a energia eléctrica resultante da simulação do funcionamento do mercado da energia. (€/MW.h);
- $X_t^j$  - representa a capacidade instalada na tecnologia  $j$ , avaliada no período  $t$  (MW);
- $f_{u_t}^j$  - representa o factor de utilização para a tecnologia  $j$  no período  $t$  (h/ano);
- $p_{icap}$  - representa o preço médio previsto para o pagamento por capacidade disponível para funcionar como reserva para o sistema (€/MW).

O mesmo raciocínio será aplicado a todas as tecnologias consideradas como candidatas para a realização do plano de expansão. Os parâmetros a alterar estão associados ao tempo de vida útil considerado para a respectiva tecnologia e ao factor de utilização que, como já foi referido, será influenciado pelas características técnico-económicas da respectiva tecnologia. O preço a receber pela energia fornecida será igual para todas as tecnologias, uma vez que, se considerou que o mesmo representa o preço resultante do funcionamento do mercado. No entanto, é possível considerar preços diferentes para cada uma das tecnologias, sendo que esta situação se adequa, por exemplo, à produção proveniente de fontes de energia renováveis de modo a simular esquemas de subsídio diferenciados desta produção.

A segunda parcela da função objectivo representa os custos fixos a considerar para a instalação de nova capacidade de produção relativa a uma determinada tecnologia. Estes custos dependem do tipo de tecnologia a instalar, considerando-se para isso um valor de referência para o montante a gastar com a instalação da central de produção, sendo que nestes custos serão incluídos o custo com a aquisição dos terrenos, obtenção das licenças

para a respectiva instalação e, também, os custos associados à interligação da central com o sistema eléctrico existente. Existem vários estudos que apresentam uma estimativa a considerar para estes custos e, é com base nos mesmos, que será possível especificar um custo por MW a instalar para cada uma das tecnologias [Mazer\_07].

Convém salientar que estes valores serão considerados para cada uma das tecnologias de forma igual para todos os investidores. Esta aproximação pressupõe que as condições de instalação referentes, por exemplo, ao local, à distância a rede para a realização da interligação com o sistema eléctrico e às taxas de licenciamento serão iguais para todos os investidores. Numa situação real em que seja possível conhecer e discriminar todos estes custos o tratamento a nível da resolução do problema para o plano de expansão sofrerá alterações, uma vez que, esta informação será processada numa fase de pré resolução do problema e pode facilmente ser incluída na sua resolução.

Assim sendo, conhecido o valor a considerar para o custo de construção por MW para cada tecnologia a instalar torna-se necessário estabelecer o esquema de financiamento adoptado pelo agente investidor e analisar os parâmetros que podem influenciar a forma como estes custos se vão reflectir ao longo do período considerado para a expansão do sistema electroprodutor. Os parâmetros a considerados são: a taxa de actualização do capital e o tempo para a realização da amortização do empréstimo. Considera-se que o tempo de amortização será inferior ou igual ao tempo de vida útil assumido para cada uma das tecnologias, e que o valor remanescente da instalação no final da sua vida útil será igual a zero.

A expressão (4.3) permite determinar o custo para o financiamento associado à construção da nova unidade de produção por MW.

$$Constr_j = \sum_{k=1}^{T_{mort}} \frac{Ccap_j}{\left(1 + \frac{tact_k}{100}\right)^k} = Ccap_j \cdot \sum_{k=1}^{T_{mort}} \frac{1}{\left(1 + \frac{tact_k}{100}\right)^k} \quad (4.3)$$

Nesta expressão:

$Constr_j$  - representa o custo de construção para a tecnologia  $j$  por MW (€MW);

$tact_k$  - representa a taxa de actualização considerada para o cálculo do custo de capital no período  $k$  (%/ano);

$Tamort$  - representa o período considerado para a realização da amortização do financiamento (ano);

$Ccap_j$  - representa o capital por MW instalado devido ao empréstimo (€/MW.ano);

Resolvendo a expressão (4.3) em ordem à variável  $Ccap_j$ , é possível obter a expressão (4.4), que permite obter o valor a considerar para o custo fixo associado à tecnologia  $j$  por MW.ano a instalar. Este valor será utilizado como coeficiente na função objectivo, na parcela correspondente aos custos fixos.

$$Ccap_j = \frac{Constr_j}{\sum_{k=1}^{Tamort} \frac{1}{\left(1 + \frac{tact_k}{100}\right)^k}} \quad (4.4)$$

Como já foi referido, o custo fixo  $Ccap_j$  por MW.ano depende do número de anos considerados para a amortização do empréstimo e da evolução da taxa de actualização ao longo desse mesmo período. O número de anos estabelecido para a amortização do empréstimo é uma variável controlada pelo agente investidor tendo em conta as suas expectativas. O mesmo já não acontece com a evolução da taxa de actualização, a qual depende da evolução económica e, por isso, deve ser tratada como um parâmetro afectado por incerteza, uma vez que, pode influenciar significativamente a evolução dos custos de capital.

#### **Exemplo 4.1**

*Para ilustrar as variações que se podem ter em  $Ccap_j$  para diferentes cenários é apresentado o seguinte exemplo:*

*- Considere-se o custo de instalação de 500 000 €/MW para uma determinada*

*tecnologia;*

*- O tempo considerado para a amortização do empréstimo é de 20 anos;*

*- A taxa de actualização inicial é de 7 %.*

*Se a taxa de actualização se mantiver constante ao longo de todo período de amortização então o custo fixo anual por MW.ano obtido será de 47 196,46 €.*

*Admitindo que a taxa de actualização sofre um acréscimo de 1% ao ano relativamente ao valor inicial, isto é, no primeiro ano tem o valor de 7%, no segundo ano 7,07%, no terceiro ano 7,1407 % e assim sucessivamente, então o custo fixo anual por MW.ano será de 49 974,61 €.*

*Para um cenário mais pessimista relativamente à evolução das taxas de actualização e considerando que esse crescimento seria de 3% ao ano em relação à taxa inicial então o custo fixo anual por MW.ano passaria a ser de 55 281,45 €.*

*Com estes resultados pode-se verificar que pequenas variações nas taxas de actualização podem resultar em variações significativas nos custos com o capital a ter em conta pelo agente investidor. Considerando que se instalariam 100 MW na tecnologia apresentada neste exemplo e comparando um cenário de taxa constante com o cenário em que se considera um aumento de 3% ao ano em relação à taxa inicial obteria-se um custo total ao fim dos 20 anos de 94 392 920,00 € para o primeiro cenário e de 110 562 900,00 € para o segundo cenário. A diferença no custo total dos dois cenários é de aproximadamente 16,1 milhões de euros, um valor muito significativo.*

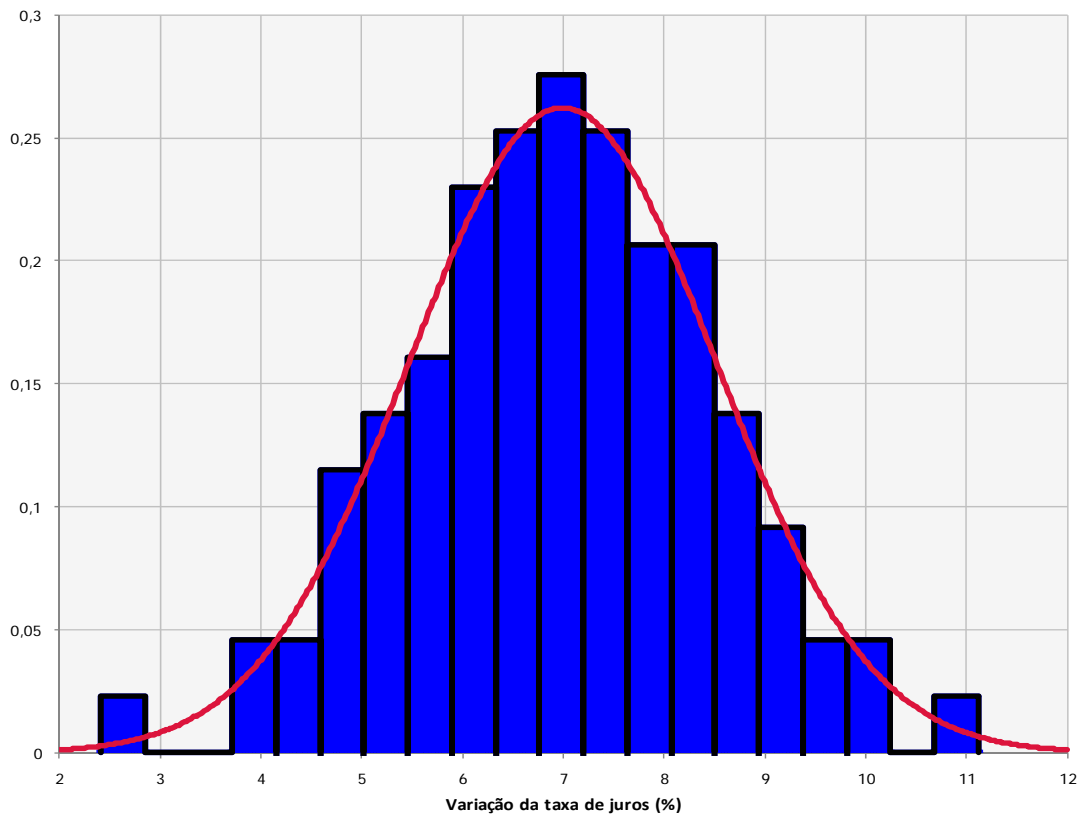
*Poder-se-iam apresentar valores para cenários mais optimistas que implicassem uma diminuição da taxa de actualização ao longo do período de amortização do empréstimo e a conclusão que se iria retirar era a de que os valores iriam diminuir em função do decréscimo considerado para essa taxa.*

Qualquer uma das situações não representaria um reflexo da realidade, uma vez que, a taxa de actualização apresenta variações ao longo do tempo. Assim sendo, e com o objectivo de se fornecer ao agente investidor informação que seja o mais possível representativa da realidade optou-se por modelizar a incerteza associada à taxa de actualização através de uma FDP Normal. Com esta FDP é executado um conjunto de simulações que permitem

obter a FDP do custo fixo anual por MW.ano a considerar para cada uma das tecnologias, tendo em conta os períodos de amortização estabelecidos para cada um delas. Na resolução do PELPSE formulado por cada um dos agentes investidores o modelo utilizará valores da FDP definida para o custo fixo anual por MW.ano.

#### **Exemplo 4.2**

*Para ilustrar a obtenção da FDP para os custos fixos consideram-se os parâmetros anteriormente referidos para a tecnologia em análise. Neste caso, considerou-se que a taxa de actualização é representada por uma FDP normal cujos parâmetros são: Média = 7% e Desvio Padrão = 1,5%. A Figura 4.3 apresenta a FDP normal obtida para a taxa de actualização.*

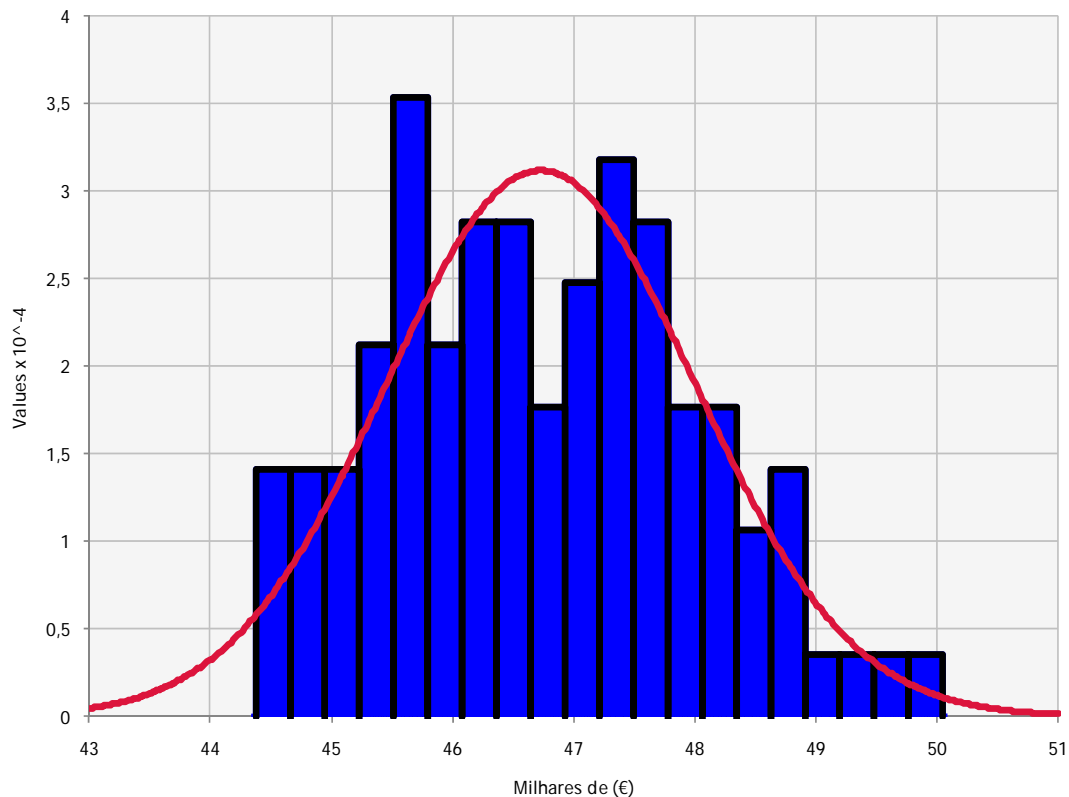


**Figura 4.3** - Representação da FDP normal e histograma de frequência para a variação da taxa de juros.

*Utilizando a expressão (4.4) e modelizando a taxa de actualização através da FDP normal apresentada anteriormente procedeu-se à realização de uma simulação utilizando o*



*método de Monte Carlo que permite sortear valores para a taxa de actualização da FDP representada na Figura 4.3. Estes valores servem para obter uma FDP normal para o custo fixo anual por MW.ano. O resultado obtido é apresentado na Figura 4.4.*



**Figura 4.4** - Representação da FDP normal e histograma de frequência para os valores do custo fixo anual por MW.ano.

*Da análise da Figura 4.4 pode-se constatar que para o período correspondente à FDP anteriormente definida, o valor para o custo fixo anual por MW.ano a considerar para a resolução do problema de expansão pode agora assumir não um valor constante mas sim valores aleatórios extraídos desta FDP tornando mais realista o resultado obtido para a expansão do sistema electroprodutor.*

A terceira parcela da função objectivo representa os custos fixos e variáveis com a operação e exploração das centrais electroprodutoras consideradas como candidatas nos planos de expansão. O valor destes custos depende da evolução dos custos dos combustíveis utilizados nas unidades de produção, dos custos de manutenção associados ao desgaste das instalações, da capacidade instalada e da utilização de cada central, ou seja da

produção em cada período sendo, por isso, função do factor,  $fu$ , de utilização para cada uma das tecnologias consideradas.

Assim sendo, considerando um agente investidor  $i$ , uma tecnologia  $j$  e para o tempo de vida útil da instalação, os custo de exploração e manutenção variáveis e fixos a considerar na formulação do problema de expansão são definidos pela expressão (4.5). Ambas as parcelas desta expressão são actualizadas para o ano inicial considerando a taxa de actualização já referida anteriormente.

$$\sum_{t=1}^{Tut} \left[ (Cop_t^j \cdot X_t^j) \cdot fu_t^j + Cfixos_t^j \cdot X_t^j \right] \quad (4.5)$$

Nesta expressão:

$Tut$  - tempo de vida útil considerado para a instalação de produção de energia eléctrica admitindo-se que varia em função da tecnologia considerada(ano);

$Cop_t^j$  - custo de operação e exploração da tecnologia  $j$  no período  $t$  (€MW.h);

$X_t^j$  - capacidade instalada na tecnologia  $j$ , avaliada no período  $t$  (MW);

$Cfixos_t^j$  - custo fixos com a operação e exploração da tecnologia  $j$  no período  $t$  (€MW. ano);

$fu_t^j$  - factor de utilização para a tecnologia  $j$  no período  $t$  (h/ano).

Considerando os custos associados aos combustíveis como a parcela mais importante para a determinação destes custos para centrais de produção térmica e tendo em conta que a sua evolução não é fácil de prever, optou-se por recorrer mais uma vez à utilização de uma FDP normal para os modelizar. Na formulação do problema de expansão considera-se para cada período uma FDP Normal com valores para o valor médio e desvio padrão diferentes. Relativamente aos valores a considerar para o valor médio ter-se-á em conta a informação

técnica disponível associada a cada uma das tecnologias. Quanto ao valor do desvio padrão a adoptar fica ao critério do agente investidor, permitindo desta forma incorporar a sua perspectiva relativamente à evolução prevista para este custos. Nos exemplos práticos a apresentar no Capítulo VI serão considerados valores iniciais para o valor médio e para o desvio padrão. Para os períodos seguintes, considera-se que os mesmos são afectados por uma taxa de crescimento pré-estabelecida. O factor de utilização das instalações e respectiva evolução são obtidos pela simulação do mercado competitivo para a energia eléctrica.

Em resumo, a formulação geral do problema de expansão a resolver por cada agente investidor será dada por (4.6) a (4.10).

$$\max z_i = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^M \left[ \sum_{n=1}^{tc_j} (-Ccap_j \cdot X_t^{i,j}) + \sum_{k=t+tc_j}^{Tut+tc_j} \left( (p_k \cdot X_t^{i,j} \cdot fu_k^j + (1 - fu_k^{i,j}) \cdot X_t^{i,j} \cdot p_{tcap_k}) - \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. -Ccap_k \cdot X_t^{i,j} - \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. - (Cop_k^{i,j} \cdot X_t^{i,j} \cdot fu_k^{i,j} + Cfixos_k^{i,j} \cdot X_k^{i,j}) \right) \right] \right\} \quad (4.6)$$

Sujeito:

$$\sum_{t=1}^{Tn} X_t^{ij} \leq MCapI_{Tn}^{i,j} \quad (4.7)$$

$$\sum_{t=1}^{Tn} \sum_{j=1}^M X_t^{ij} \leq MCapI_{Tn}^i \quad (4.8)$$

$$CAcum_{t=0}^i + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^M X_t^{ij} \leq CAcum_{Total}^i \quad (4.9)$$

$$\sum_{t=1}^{Tn} \sum_{j=1}^M X_t^{ij} \cdot Cinv_t^j \leq CapDisp_{Tn}^i \quad (4.10)$$

$$t= 1, \dots, T; \quad j= 1, \dots, M; \quad Tn- \text{ pode assumir valores no intervalo } [1, \dots, T]$$

Alguns dos parâmetros que constituem a formulação do problema de expansão já foram

identificados nos parágrafos anteriores. Os restantes parâmetros representam:

- $T$  - número de períodos considerado para a realização do plano de expansão (ano);
- $t$  - período em análise (ano);
- $i$  - agente investidor considerado;
- $M$  - número de tecnologias consideradas para o plano de expansão;
- $j$  - tipo da tecnologia considerada no plano de expansão;
- $tc_j$  - número de anos de construção da unidade de produção utilizando a tecnologia  $j$  (ano);
- $Tn$  - número de períodos considerados para a formulação das restrições (4.7), (4.8) e (4.10) (ano);
- $C_{inv}_t^j$  - custo de investimento para a tecnologia  $j$  no período  $t$  (€MW);
- $CAcum_{t=0}^i$  - capacidade de produção acumulada pelo investidor  $i$  até ao início do planeamento de expansão do sistema electroprodutor (MW);
- $CAcum_{Total}^i$  - limite máximo para a capacidade de produção acumulada pelo investidor  $i$  no final do planeamento de nova capacidade de produção (MW);
- $CapDisp_{Tn}^i$  - capital disponível para a realização de investimentos do investidor  $i$  no período  $t$  ou no conjunto de períodos  $Tn$  (€);
- $MCap_{Tn}^i$  - capacidade máxima que o investidor  $i$  pode instalar no conjunto das tecnologias candidatas para a realização do plano de expansão no

período  $t$  ou no conjunto de períodos  $Tn$  (MW);

$MCapI_{Tn}^{i,j}$  - capacidade máxima que o investidor  $i$  pode instalar no período  $t$  ou no conjunto de períodos  $Tn$  e na tecnologia  $j$  (MW).

As expressões de (4.7) a (4.10) representam as restrições associadas ao PELPSE a resolver por cada agente investidor. A restrição (4.7) permite limitar a capacidade instalada numa determinada tecnologia  $j$ . Esta restrição pode ser aplicada a um único período ou a um conjunto de  $Tn$  períodos. Este limite pode ser colocado pelo próprio agente investidor tendo em conta os seus objectivos relativamente à parcela que pretende investir numa determinada tecnologia, ou pode ser um limite imposto pela regulamentação do sector ou por objectivos gerais de política energética procurando desta forma controlar a parcela que determinada tecnologia possa vir a assumir na constituição do parque electroprodutor ou, ainda, limitar o valor da capacidade instalada por cada agente investidor numa determinada tecnologia.

A restrição (4.8) permite limitar a capacidade total instalada por cada um dos agentes investidores no conjunto de todas as tecnologias consideradas. Este limite pode ser aplicado para um período específico  $t$  ou para um conjunto de períodos  $Tn$ . A restrição (4.9) apresenta um limite global para a capacidade instalada em todo o horizonte de planeamento tendo em conta todos os períodos considerados e considerando ainda a capacidade que o agente investidor já tenha instalado antes da resolução do PELPSE. No caso da restrição (4.8) o limite respectivo pode ser imposto pelo próprio agente investidor, ou pela regulamentação do sector. O limite referente à restrição (4.9) poderá ser imposto pela regulamentação do sector com o objectivo de limitar a percentagem que cada investidor terá no total da capacidade instalada no sistema electroprodutor. Pretende-se assim evitar que exista a possibilidade de haver uma grande concentração de capacidade instalada num determinado agente investidor, podendo este exercer poder de mercado em função da sua capacidade total instalada e, desta forma, distorcer o funcionamento do mercado da energia eléctrica.

A restrição (4.10), representa o limite de capital que o agente investidor possui para a realização de investimentos num determinado período  $t$  ou num conjunto de períodos  $Tn$ . Este valor será estabelecido pelo próprio investidor tendo em conta a sua capacidade

financeira em cada momento do planeamento que pretende realizar. Considera-se que o capital a investir em nova capacidade de produção terá que estar disponível no início da construção das novas unidades.

As variáveis de decisão do PELPSE apresentado são as capacidades a instalar em cada uma das tecnologias disponíveis em cada ano do horizonte de planeamento. Como já foi referido, cada uma das tecnologias será caracterizada pelos seguintes parâmetros: custo de instalação por MW, tempo de vida útil, duração de construção das respectivas unidades de produção, custos fixos e variáveis associados ao seu funcionamento e ainda valores *standard* possíveis para a capacidade a instalar. Assim sendo e considerando uma determinada tecnologia, a variável de decisão correspondente a um determinado ano só poderá assumir valores dentro de um conjunto pré-estabelecido. Por exemplo, a capacidade a instalar numa tecnologia terá que obrigatoriamente assumir um dos valores apresentados no conjunto {0; 100; 200; 300; 400} MW. Estes valores permitem ter em conta aspectos técnicos associados a cada uma das tecnologias implicando, no entanto, que a resolução do problema de expansão assuma características combinatórias e tenha que ser tratado como um problema de programação inteira. A dificuldade de resolução deste tipo de problema é ainda aumentada pelo facto de se assumir que alguns dos parâmetros considerados no problema são modelizados através de FDP, de modo a permitir que na resolução do problema sejam contempladas as incertezas associadas ao valor que estes podem assumir tendo em conta os períodos de planeamento.

Realizada uma análise bibliográfica sobre os métodos de resolução possíveis deste tipo de problemas, alguns deles descritos no Capítulo III, considerou-se que a utilização dos Algoritmos Genéticos em conjunto com o método de simulação de Monte Carlo permite construir um algoritmo de solução capaz de incorporar as especificidades do problema em questão e resolvê-lo de uma forma eficiente e versátil.

### **4.3. Algoritmos de solução utilizando Algoritmos Genéticos**

#### **4.3.1 Aspectos gerais**

Os problemas de optimização combinatória caracterizam-se pelo facto de estarem associados a conjuntos de soluções possíveis que são finitos e inumeráveis [Papadimitriou\_82], [Aarts\_97], [Pirlot\_00]. Se tal fosse possível, a identificação da

solução deste tipo de problemas poderia recorrer à enumeração de todas as soluções possíveis, e sua avaliação. No entanto, dependendo das características do problema, o conjunto de soluções possíveis pode ser tão vasto que se torna impossível avaliar cada um dos seus elementos em tempo aceitável. A resolução de problemas desse tipo, em geral, requer o uso de metodologias especiais e ferramentas computacionais.

Os AG têm por base os princípios da teoria da evolução de Darwin e fazem parte de uma classe de algoritmos conhecida como Algoritmos Evolutivos [Miranda\_99]. A ideia base dos algoritmos evolutivos consiste em trabalhar com um conjunto de estruturas que representam as soluções possíveis do problema e que utilizam operações inspiradas na evolução e na selecção natural para, iterativamente, transformar esse conjunto gerando novas e melhores soluções a partir das anteriores. Os AG apresentam características que garantem eficácia em procedimentos de pesquisa, sendo por isso utilizados na resolução de problemas complexos [Goldberg\_89]. Um AG corresponde a um procedimento iterativo que mantém uma população de indivíduos (soluções), que representam as possíveis soluções para um determinado problema. Para cada iteração (geração), os indivíduos da população são sujeitos a uma avaliação que verifica a sua capacidade em oferecer uma solução satisfatória para o problema. Essa avaliação é realizada através de uma função designada por função de adaptação ou, na literatura anglo-saxónica por *fitness function* [Michalewicz\_96], [Mitchell\_98].

Os principais conceitos relacionados com os algoritmos genéticos são os seguintes [Yu\_05], [Riolo\_08]:

- *Cromossoma*: cadeia de caracteres (genes), que representam a informação relativa às variáveis de decisão do problema que se pretende resolver. Cada cromossoma representa desta forma uma possível solução do problema;
- *Gene*: é a designação adoptada para a unidade básica do cromossoma. Cada cromossoma tem um determinado número de genes, o qual está associado ao tipo de problema;
- *População*: conjunto de indivíduos (cromossomas) ou soluções. A sua dimensão é um parâmetro importante na implementação de um algoritmo genético;
- *Mecanismo de selecção*: mecanismo que permite seleccionar os indivíduos que apresentem melhores características ou adaptação;

- *Operações Genéticas*: operações que o algoritmo genético realiza sobre os cromossomas. Os operadores genéticos mais utilizados são o cruzamento e a mutação;
- *Espaço de Pesquisa ou Região Viável*: é o conjunto, espaço ou região que compreende as soluções possíveis ou viáveis do problema a ser resolvido. É determinado pelas restrições, que definem as soluções viáveis do problema a ser resolvido;
- *Função de Adaptação*: esta função fornece a informação numérica relativa ao desempenho de cada indivíduo da população. Nela estão representadas as características do problema que o AG necessita para realizar o seu objectivo, podendo ser expressa por:

$$F=g(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n)$$

Em que:  $x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n$ , são as variáveis de decisão que o AG procura determinar para otimizar  $F$ . Esta avaliação é realizada para cada indivíduo da população.

Para se poderem aplicar as regras da evolução natural a problemas matemáticos, a primeira tarefa consiste em definir os indivíduos ou cromossomas e agrupá-los num conjunto designado por população inicial, no caso de se estar a trabalhar apenas com uma população. No modelo desenvolvido optou-se por trabalhar com várias populações. Cada indivíduo passa a ser representado por um código genético tendo neste trabalho sido utilizada a codificação binária.

### **4.3.2 Aplicação PELPSE**

Na formulação deste problema, uma vez que os valores possíveis que as variáveis de decisão podem assumir são valores inteiros e que os mesmos têm de pertencer a um conjunto de valores preestabelecido para cada uma das tecnologias, optou-se por, numa fase inicial, introduzir vectores que contêm a informação sobre os escalões de potência a considerar para cada tecnologia. Desta forma, cada cromossoma representa uma posição possível desse vector. Este processo permite aumentar significativamente a eficiência do algoritmo uma vez que vamos trabalhar com uma gama de valores muito mais pequena. Para ilustrar este processo considere-se o seguinte exemplo. Para uma determinada tecnologia os valores possíveis de potências a instalar podem variar entre 0 MW e os 400 MW e os escalões são definidos pelo conjunto  $\{0, 100, 200, 300, 400\}$  MW, ou seja a

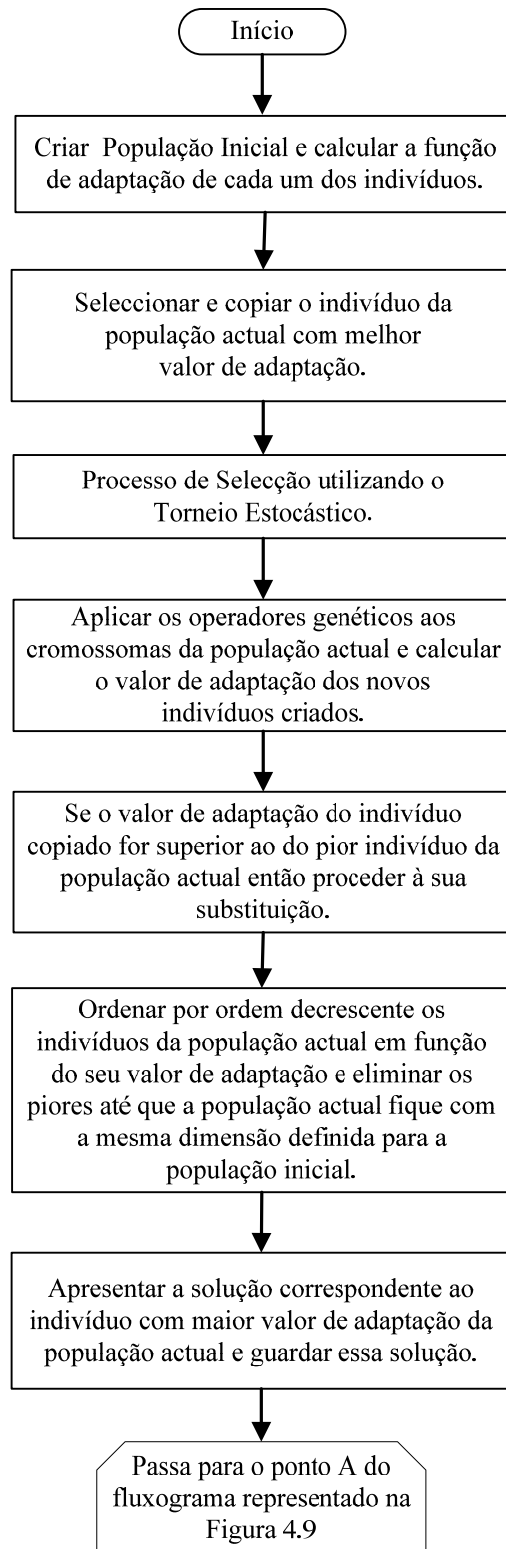


variável de decisão só poderá assumir valores pertencentes ao conjunto anterior. Desta forma, cada cromossoma representa a informação correspondente à posição da potência a instalar nesta tecnologia. Neste caso, um cromossoma assume um valor inteiro que pode variar entre 1 e 5, dado haver 5 valores de potência a instalar para esta tecnologia. Em seguida, quando se determina o valor da função de adaptação de uma determinada solução o valor que o cromossoma representa é transformado no valor real da potência a instalar nessa tecnologia. Se o cromossoma representar, por exemplo, o valor 3, então no cálculo do valor da função de adaptação desta solução será considerado o valor de 200 MW correspondente à posição 3. Como cada tecnologia pode assumir valores diferentes e, em consequência, escalões diferentes, a sua modelização é realizada de forma individual.

Na Figura 4.5 é apresentado o fluxograma do AG considerando apenas uma população e para uma iteração. Este processo será igual para a criação de todas as populações com que o algoritmo irá trabalhar.

Nos parágrafos seguintes apresenta-se a descrição dos passos principais associados ao tratamento de uma população individual. Este processo será repetido para todas as populações com que se irá trabalhar.

A definição da dimensão das populações é um parâmetro importante dos AG. A dimensão da população pode afectar o desempenho global e a eficiência do AG. Populações muito pequenas apresentam grande probabilidade de se perder a diversidade necessária para que o algoritmo consiga convergir para uma boa solução, pois nesse caso apresentam uma pequena cobertura do espaço de pesquisa. No caso de se ter uma população com muitos indivíduos, o algoritmo poderá perder grande parte da sua eficiência, devido ao tempo que demorará a realizar a avaliação de cada um dos indivíduos em cada iteração, para além de ser necessário trabalhar com maiores recursos computacionais. No AG desenvolvido e implementado na aplicação computacional a dimensão das populações mantêm-se fixa durante o processo iterativo e é possível definir inicialmente o seu valor.



**Figura 4.5** – Fluxograma parcial do AG implementado na aplicação computacional.

O processo de inicialização da população é realizado de forma aleatória utilizando-se para isso um gerador de números aleatórios. Existem, no entanto, situações onde é mais apropriada uma selecção heurística dos mesmos, podendo-se introduzir na população inicial um ou mais indivíduos interessantes, como por exemplo, soluções aproximadas conhecidas ou contendo algum tipo de informação prévia. Diversos investigadores consideram, no entanto, que a inicialização, em geral, não é um problema crítico para os algoritmos genéticos, desde que se consiga uma população inicial com uma suficiente diversidade de indivíduos [Haupt\_04].

Além da informação genética, cada indivíduo deverá também possuir uma medida da sua qualidade ou adaptação ao meio. A avaliação da população é então realizada pela função de adaptação, que deve permitir quantificar a qualidade de cada indivíduo na população. Nos problemas de optimização a função de adaptação está intimamente ligada à função objectivo que se pretende optimizar e respectivas restrições.

Em cada iteração (geração), os indivíduos da população passam por uma avaliação que verifica a sua capacidade em oferecer uma solução satisfatória para o problema. A função de adaptação utilizada no AG consiste em calcular (4.6) acrescida de penalidades sobre as restrições violadas do problema de PELPSE, associado às variáveis codificadas no cromossoma.

O princípio básico do funcionamento dos AG consiste em aplicar um conjunto de operadores de modo que, depois de algumas iterações, o conjunto inicial de indivíduos gere indivíduos mais aptos. A maioria dos métodos de selecção é projectada para escolher preferencialmente indivíduos com maiores valores de aptidão, embora não exclusivamente, a fim de se manter a diversidade da população.

Existem vários mecanismos para a realização do processo de selecção descritos na literatura da especialidade sendo os mais utilizados os da Roleta e do Torneio Estocástico. O mecanismo de selecção utilizado neste trabalho foi o do Torneio Estocástico. Este método é um dos mais simples para implementação computacional, apresentando bons resultados [Reeves\_03].

De cada vez que se pretende seleccionar um indivíduo, o torneio estocástico promove uma competição entre um grupo de  $n$  ( $n=2$ ) indivíduos aleatoriamente escolhidos da população, sendo que o que tiver melhor valor de adaptação ganha com uma probabilidade fixa de 0,8. Esta técnica apresenta como principais vantagens o facto de evitar a convergência prematura do algoritmo genético e não necessitar de um grande esforço computacional, visto não haver ordenações ou outras operações sobre os indivíduos da população. Associado a esta técnica foi utilizada a selecção elitista. Tal como se pode verificar no algoritmo da Figura 4.5, esta técnica consiste em copiar o indivíduo da população com melhor valor de adaptação garantindo, desta forma, que este não seja destruído pela aplicação dos operadores genéticos. O objectivo da aplicação desta técnica consiste em aumentar a velocidade de convergência do AG. No final de cada iteração, o valor de adaptação do indivíduo copiado anteriormente é comparado com o valor de adaptação do pior indivíduo da população actual e, se o seu valor de adaptação for superior, o pior indivíduo é substituído e eliminado.

Os operadores genéticos actuam sobre a população transformando-a através de sucessivas iterações (gerações), alargando o espaço de pesquisa até que seja atingido um resultado satisfatório. Os operadores genéticos são necessários para que a população se diversifique e mantenha as características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores. Os operadores genéticos utilizados são o cruzamento e a mutação.

O operador cruzamento permite criar novos indivíduos (filhos) misturando características de dois indivíduos retirados da população actual (pais). O processo realiza-se da seguinte forma: dois indivíduos são escolhidos aleatoriamente na população actual e é atribuída uma probabilidade de se realizar o cruzamento entre cromossomas, definida através da *taxa de cruzamento*. Se não existir cruzamento os indivíduos são colocados novamente na população sem sofrerem qualquer alteração. No caso de existir cruzamento, o processo consiste em escolher um ponto de cruzamento nas duas estruturas seleccionadas e, usando partes das estruturas definidas pelo ponto de cruzamento, gerar dois novos indivíduos formados com partes dos indivíduos originais. O processo de cruzamento é ilustrado na Figura 4.6, em que são considerados dois cromossomas com 6 genes. O ponto de cruzamento sorteado é o correspondente à posição 4 do cromossoma. Neste caso verifica-se que o cruzamento ocorre em apenas um ponto dos cromossomas.

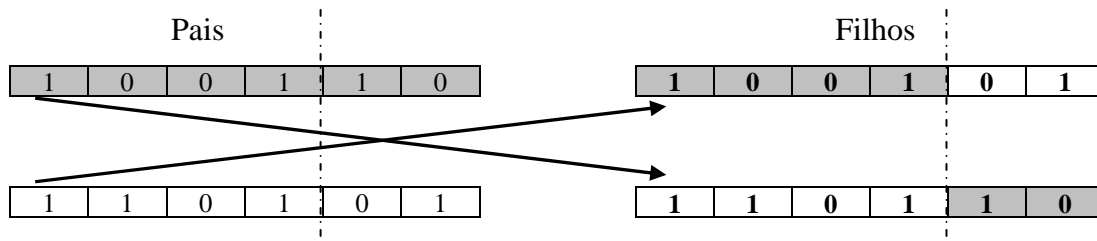
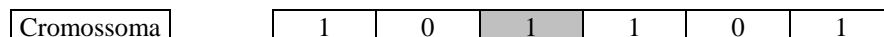


Figura 4.6 – Exemplo de cruzamento num ponto.

O operador de mutação é necessário para a introdução e manutenção da diversidade genética da população, alterando aleatoriamente um ou mais genes do cromossoma. Desta forma, novos elementos são criados e introduzidos na população, assegurando que a probabilidade de se escolher uma qualquer solução do espaço de pesquisa nunca seja zero, permitindo ainda que o algoritmo genético possa ultrapassar uma situação correspondente a um óptimo local. A probabilidade de ocorrência da mutação num gene é denominada por *taxa de mutação*.

Considerando a codificação binária, o operador de mutação padrão troca simplesmente o valor de um gene num cromossoma. Assim, se um gene seleccionado para mutação tem valor 1, o seu valor passará a ser 0 após a aplicação da mutação, e vice-versa. A Figura 4.7, apresenta o exemplo de mutação por troca simples do valor do gene sorteado.



Depois da aplicação do operador de mutação:

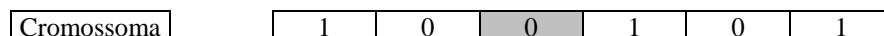


Figura 4.7 - Exemplo de mutação por troca simples.

O valor da *taxa de mutação* não deve ser elevado, evitando-se desta forma que o processo de pesquisa possa entrar em ciclo, para além de que uma taxa elevada iria aumentar a probabilidade de que bons indivíduos (soluções) fossem destruídos. Os parâmetros que são possíveis de configurar pelo utilizador nesta fase do modelo são: a dimensão da população, a taxa de cruzamento e a taxa de mutação.

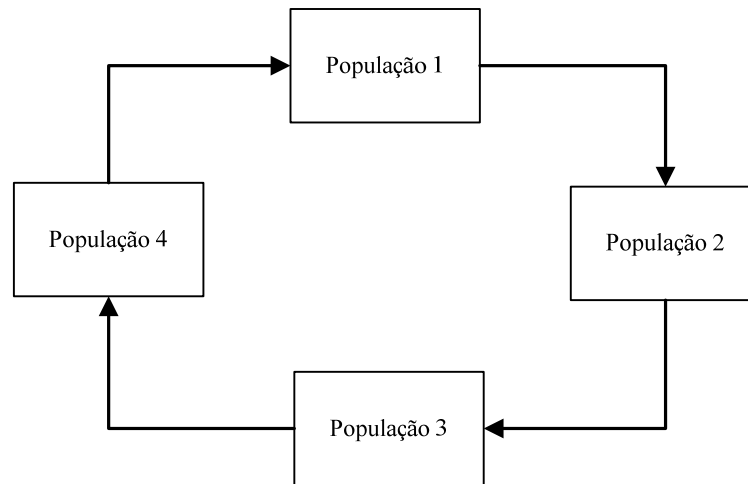
Como já foi referido, no modelo desenvolvido ir-se-á trabalhar com mais do que uma

população. Estas populações irão ser sujeitas a um processo de transformação igual ao apresentado no fluxograma da Figura 4.5 de modo a melhorar a eficiência do funcionamento do AG, permitindo obter melhores soluções quando comparado com a situação em que se trabalha apenas com uma população. Com este processo pretende-se simular a existência de vários AG a funcionarem em paralelo e em multimáquinas, sendo que neste caso toda a simulação ocorre na mesma máquina. A grande vantagem deste tipo de modelização consiste em permitir uma maior cobertura do espaço de pesquisa pelas soluções analisadas e, desta forma, aumentar a probabilidade de identificar a melhor solução. Se forem utilizadas várias populações iniciais, a diversidade dos indivíduos será maior e, ao mesmo tempo, à medida que se vai processando cada uma das populações de forma individual teremos uma maior diversificação do comportamento das populações quando comparado com a situação que existiria se existisse apenas uma população. Esta melhoria foi comprovada com a realização de simulações que permitiram comparar o comportamento do modelo com apenas uma população ou com várias. Verificou-se que se conseguiam obter melhores soluções e de forma mais rápida quando se utiliza mais do que uma população [Braimeier\_07].

A questão que se coloca é a de definir qual o número de populações a ter em conta para o modelo desenvolvido, uma vez que à medida que se utiliza mais populações o tempo de computação para realizar uma iteração aumenta. Após realizar diversas simulações com diversos números de populações foi decidido utilizar 4 populações ao mesmo tempo. Em todo o caso, a aplicação permite que este número seja modificado sem que isso implique um esforço de programação significativo.

O passo seguinte da implementação do modelo para a resolução do PELPSE consistiu em definir uma estrutura que permitisse interligar as diferentes populações e, através deste processo, fosse possível transferir informação de umas populações para as outras. A existência deste mecanismo de transferência de informação permite diversificar os indivíduos com que cada população irá ficar na iteração seguinte. Assim, se uma população qualquer se encontrar estagnada num óptimo local poderá receber nova informação e passar a ter um comportamento mais eficiente. Noutras situações, esta transferência de informação pode introduzir melhores indivíduos numa determinada população e, em consequência, permitir que o progresso desta população possa ser melhor nas iterações seguintes. A situação inversa também pode ocorrer, ou seja, os indivíduos

substituídos numa determinada população poderão ser piores que os originais. O processo de transferência, também designado de processo de migração de indivíduos entre populações, encontra-se ilustrado na Figura 4.8.



**Figura 4.8** – Estrutura adoptada para a transferência de indivíduos entre populações.

A transferência de indivíduos entre populações segue uma estrutura em anel. Para o modelo desenvolvido foi adoptada uma taxa de transferência de 15 %. Isto implica que no final de cada iteração 15 % dos indivíduos da população 1 passem para a população 2 e assim sucessivamente até se fechar o anel. A escolha dos indivíduos a transferir é realizada de forma aleatória o mesmo acontecendo com a escolha dos indivíduos que serão substituídos na população seguinte. Terminado este processo encontram-se formadas as novas populações que irão iniciar a iteração seguinte.

Foi testado um modelo elitista para a transferência de indivíduos entre populações que consistia no seguinte: os indivíduos a transferir correspondiam aos 15 % melhores da população e iriam substituir os 15 % piores indivíduos da população seguinte. Verificou-se que com esta metodologia o algoritmo apresentava problemas de convergência prematura para soluções que não eram as melhores. Esta situação devia-se à existência de uma probabilidade elevada das populações ficarem muito iguais rapidamente não permitindo por isso pesquisar de forma mais alongada o espaço de soluções possíveis. Em consequência, a convergência ocorria rapidamente para uma solução que não era a melhor.

Nas Figuras 4.9 e 4.10 apresenta-se o fluxograma global do algoritmo de resolução do problema PELPSE, utilizando Algoritmos Genéticos e o método de Monte Carlo. Na Figura 4.9 apresenta-se a primeira parte do algoritmo de resolução. Numa primeira fase são realizadas  $N_{intmed}$  iterações em que o melhor indivíduo obtido em cada iteração do conjunto das populações consideradas é armazenado num vector das melhores soluções obtidas. A partir da iteração  $N_{intmed}$ , é calculada a média do valor da função de adaptação dos indivíduos armazenados,  $MedAdp_{N_{intmed}}$  e compara-se esse valor médio com a adaptação do melhor indivíduo obtido na iteração actual,  $Adp_{Ult\_Indi}$  avaliando-se a condição (4.11).

$$\left| MedAdt_{N_{intmed}} - Adp_{Ult\_Indi} \right| = 0 \quad (4.11)$$

Se esta condição não for verdadeira é realizada uma nova iteração e o novo melhor indivíduo é armazenado no vector, substituindo o primeiro elemento. Nesta situação, é calculada novamente a média e é avaliada de novo a condição (4.11) com os valores actuais. Este processo repete-se até que a condição (4.11) seja verdadeira.



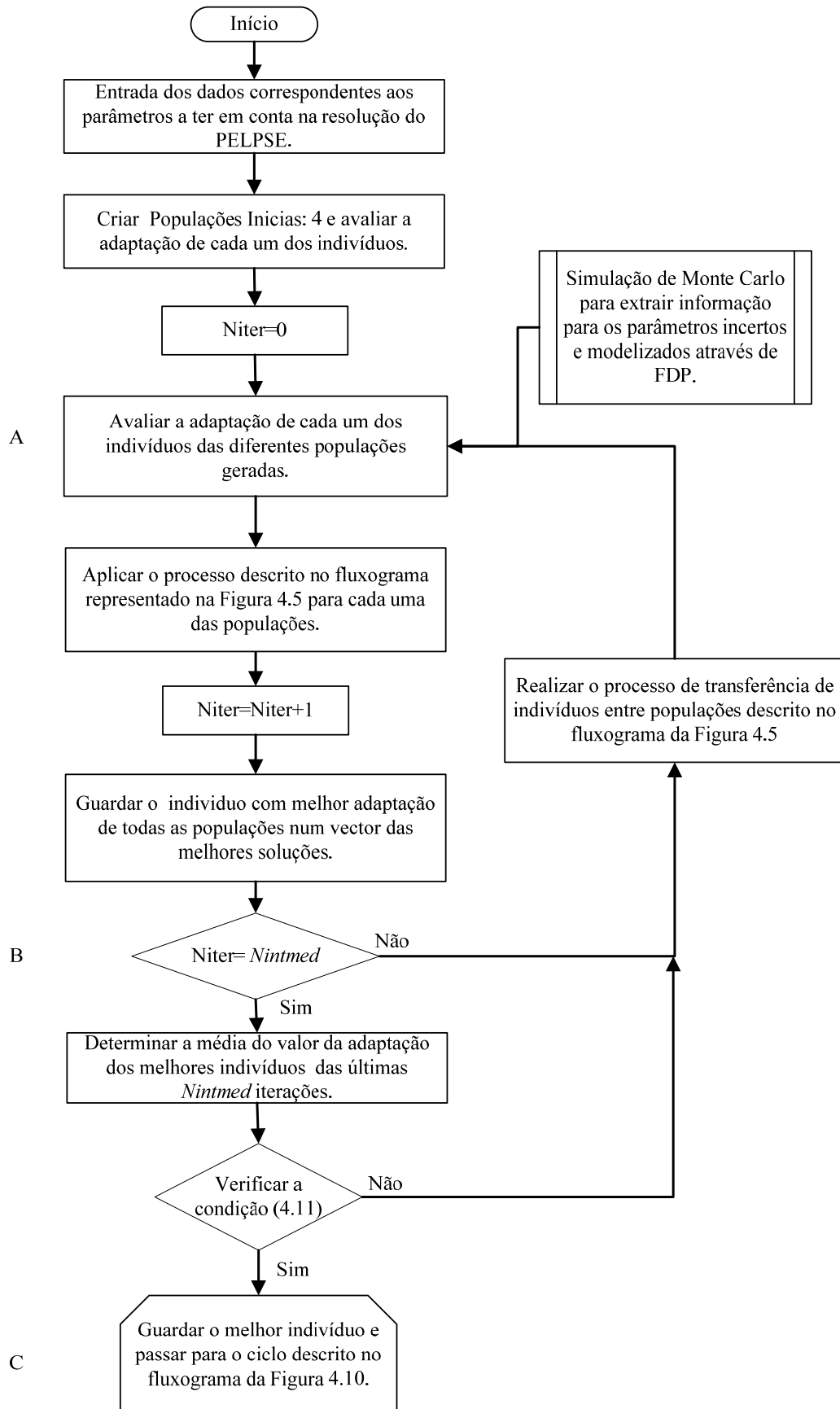
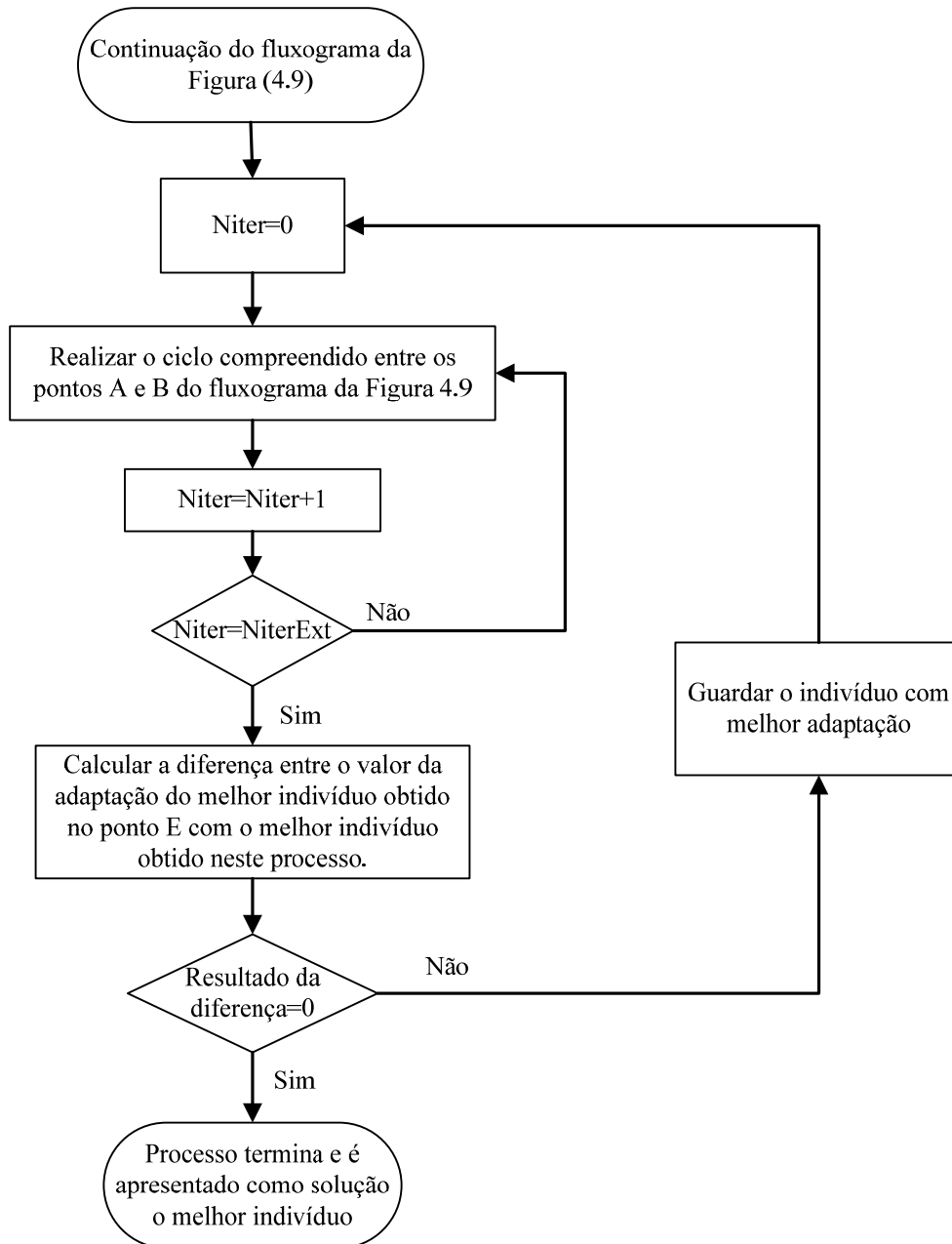


Figura 4.9 – Fluxograma da primeira fase do AG implementado na aplicação computacional.

Quando a condição (4.11) for verdadeira pode concluir-se que nas últimas *Nintmed* iterações não foi encontrado um indivíduo com melhor adaptação, passando-se então para uma nova fase do algoritmo tal como se encontra detalhado na Figura 4.10.



**Figura 4.10** – Fluxograma da segunda fase do AG implementado na aplicação computacional.

O fluxograma representado na Figura 4.10 corresponde à segunda fase de execução do AG para a resolução do PELPSE e irá funcionar como critério de paragem do AG. Como já foi referido, este processo só é iniciado quando se verificar que o AG já não apresentou um

indivíduo com melhor adaptação nas últimas *Nintmed* iterações. Esta situação poderá significar que o AG atingiu a melhor solução para o problema que se está a resolver. No entanto, para garantir que não se está perante uma situação de convergência prematura do AG, executa-se este segundo ciclo que obriga a realizar iterações extras - *NintExt*. Neste processo já não é analisada a condição (4.11), pelo que a variável *Niter* é inicializada com o valor 0 antes de se iniciar este ciclo. No final de cada iteração deste ciclo, o indivíduo com melhor adaptação de todas as populações é guardado num novo vector. Atingido o número de iterações previsto para este ciclo, o algoritmo irá verificar se não foi encontrado um indivíduo com melhor adaptação do que aquele que tinha sido identificado no final do primeiro ciclo. Se esse indivíduo não foi identificado então o AG termina e apresenta o indivíduo que representa a melhor solução obtida para o PELPSE. Se, pelo contrário, o AG tiver encontrado um indivíduo com melhor adaptação então conclui-se que ainda não foi atingida a convergência do AG sendo por isso necessário continuar o processo de pesquisa. Neste caso, o indivíduo com melhor adaptação encontrado neste segundo ciclo será guardado e é executado mais um conjunto de iterações definidas por *NiterExt*. Este ciclo irá realizar-se até que seja atingida a situação em que não se encontrem indivíduos com melhor adaptação de cada vez que o segundo ciclo é realizado.

Em resumo, os parâmetros que são possíveis de configurar são os seguintes: a dimensão das populações com que se vai trabalhar, as taxas associadas aos operadores genéticos, cruzamento e mutação, a taxa de transferência de indivíduos de uma população para outra, o número de indivíduos a ter em conta para o cálculo da média e, em consequência, para a verificação da condição (4.11) e o número de iterações extras a realizar no segundo ciclo.

No algoritmo implementado adoptou-se o valor de  $Nintmed = 200$  para o número de indivíduos a ter em conta para o cálculo da média. Este valor foi estabelecido depois de realizados diversos estudos de sensibilidade ao comportamento do AG tendo-se concluído que este valor permitia obter uma elevada eficiência. O mesmo raciocínio foi seguido para fixar o valor do número de iterações a realizar no segundo ciclo, *NiterExt*, tendo-se constatado que 200 iterações correspondiam a um valor adequado tendo em conta as diversas simulações realizadas. Por outro lado, foram consideradas 4 populações como já foi justificado anteriormente.

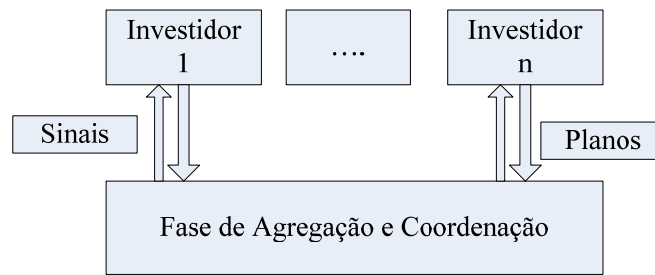
Para o processo de entrada dos dados correspondentes aos parâmetros a ter em conta para a resolução do PELPSE, adoptou-se a estratégia seguinte. O AG foi desenvolvido utilizando MATLAB sendo alguns parâmetros introduzidos através da alteração do código correspondente. Nesta situação incluem-se todos os parâmetros associados à configuração do AG e o valor das capacidades possíveis de instalar em cada uma das tecnologias. Os restantes parâmetros são fornecidos através da utilização do EXCEL. Incluem-se neste conjunto os custos de investimento, de capital, de exploração e manutenção para cada uma das tecnologias, os valores dos factores de utilização de cada uma das tecnologias e os preços da energia eléctrica para cada período tendo em conta os resultados da simulação do funcionamento do mercado de energia eléctrica. Como já foi referido, alguns destes parâmetros são modelizados através de FDP das quais se extraem valores para os coeficientes desses parâmetros utilizando o método de simulação de Monte Carlo. Todo este processo foi desenvolvido e implementado em EXCEL. Também os resultados correspondentes à melhor solução encontrada com o AG são apresentados em EXCEL. Para a execução da transferência destes dados foi desenvolvida uma interligação entre o MATLAB e o EXCEL.

#### **4.4 Análise de coordenação**

##### **4.4.1 Descrição geral**

Na secção anterior foi descrita a metodologia desenvolvida para a resolução do PELPSE por cada agente investidor de forma individual. Nesta secção será descrita a fase de agregação dos resultados individuais e de avaliação de alguns aspectos associado aos planos individuais apresentados por cada uma dos agentes investidores. Alguns dos parâmetros a avaliar estão associados ao plano individual de cada um dos agentes enquanto que outros correspondem a uma avaliação que terá em conta a informação conjunta de todos os planos de expansão desenvolvidos para o sistema electroprodutor. Os objectivos associados a esta avaliação estão associados à verificação de um conjunto de restrições tendo em conta os planos de expansão desenvolvidos pelos agentes investidores.

O problema de planeamento expansão do sistema electroprodutor pode ser caracterizado por apresentar dois níveis tal como se ilustra na Figura 4.11.



**Figura 4.11** – Níveis a considerar no desenvolvimento do PELPSE.

Utilizando esta abordagem de decomposição, os agentes investidores preparam planos individuais de expansão que maximizem o seu próprio lucro. Posteriormente, estes planos serão avaliados a um nível de coordenação que os agrega, avaliando a adequação global do sistema e as combinações de tecnologias e capacidade a instalar obtidas nos planos de expansão. A este nível de coordenação serão igualmente realizadas simulações que permitem modelizar o funcionamento do mercado competitivo da energia eléctrica. Numa primeira fase, esta simulação foi realizada através da utilização do Modelo de Cournot. Este modelo permite obter o preço para a energia eléctrica em cada um dos períodos em análise e a contribuição de cada agente investidor através das suas unidades de produção para o total de energia produzida. Depois de simular o funcionamento do mercado e tendo em conta os planos individuais de expansão desenvolvidos pelos agentes investidores são retornados sinais aos investidores associados ao preço da energia eléctrica e o factor de utilização de cada uma das unidades de produção. Como já foi referido com o objectivo de ultrapassar as limitações associadas à utilização do Modelo de Cournot foi desenvolvido um modelo de simulação dinâmica para o funcionamento do mercado de energia eléctrica utilizando como ferramenta de modelização os Sistemas Dinâmicos. A utilização deste tipo de modelização permitirá ultrapassar algumas das limitações apresentadas pelo modelo anterior e, em consequência, permitirá apresentar mais informação aos agentes investidores. A descrição do modelo dinâmico será realizada no Capítulo V.

Com a informação disponibilizada pela aplicação dos modelos de simulação do mercado de energia eléctrica, os agentes investidores irão actualizar os seus planos, resolvendo para isso um novo PELPSE e submetendo-os novamente ao nível de coordenação. Este processo iterativo é repetido, até que os planos preparados por todos os agentes investidores não sejam alterados ao longo de duas iterações sucessivas. Esta abordagem permite que a decisão tomada por um agente internalize a informação que envolve as suas

próprias opções, ao mesmo tempo que considera o impacto do comportamento dos outros intervenientes. Como foi explicitado no Capítulo I este tipo de modelos podem ser utilizados por um agente investidor, com o objectivo de simular o comportamento dos outros agentes, obtendo uma percepção sobre a solidez do seu plano, e analisando as possíveis interacções e impactos resultantes das decisões possíveis dos outros agentes investidores.

#### **4.4.2 Condições a considerar**

O processo de validação do plano global é realizado calculando a margem de reserva do sistema produtor em comparação com o valor máximo de consumo previsto, avaliando a capacidade a instalar por tecnologia, a capacidade total instalada por cada agente investidor e realizando estudos para determinar índices de fiabilidade associados à capacidade que o sistema apresenta para alimentar o consumo solicitado. Posteriormente, estes valores serão comparados com limites especificados, conforme será detalhado nos parágrafos seguintes.

Na primeira fase, a margem de reserva  $RM_t$  para cada período  $t$ , é calculada por (4.12), considerando a potência de ponta estimada,  $Cons\_máx_t$ , e o total de capacidade de produção instalada no sistema,  $CTinst_t$ . A margem de reserva  $RM_t$  calculada será comparada com os valores mínimo e máximo para cada período  $t$ , conforme indicado em (4.13).

$$RM_t = \left( \frac{CTinst_t}{Cons\_máx_t} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (4.12)$$

$$RM_t^{\min} \leq RM_t \leq RM_t^{\max} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (4.13)$$

Numa segunda fase, verifica-se que a soma da capacidade instalada para cada tecnologia  $j$  não excede o valor máximo admitido para o período  $t$ . Estas restrições são formuladas por (4.14), podendo reflectir decisões estratégicas relativas à contribuição de cada tecnologia na composição global do sistema electroprodutor. Nesta restrição,  $N$  representa o número de agentes investidores,  $X_t^{ij}$  é a capacidade instalada na tecnologia  $j$  pelo investidor  $i$  no período  $t$ , e  $\bar{J}^j$  representa o valor máximo da capacidade estabelecido para a tecnologia  $j$ .

$$\sum_{i=1}^N X_t^{ij} \leq \bar{J}^j \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } j = 1, \dots, M \quad (4.14)$$

Numa terceira fase, são avaliadas as restrições (4.15), com o objectivo de avaliar se a capacidade acumulada instalada pelo agente investidor  $i$ ,  $CAcum_{Total}^i$ , até ao período  $t$ , não excede uma percentagem máxima especificada,  $Perc^{max}$ , da capacidade total instalada por todos os agentes investidores. Esta percentagem,  $Perc^{max}$ , pode reflectir uma decisão regulatória, com a intenção de prevenir a ocorrência de uma situação de poder de mercado, sendo avaliada no final de cada iteração deste processo para todos os períodos do horizonte de planeamento e para todos os investidores.

$$CAcum_{Total}^i \leq \frac{Perc^{max}}{100} \cdot \sum_{p=1}^N CAcum_{Total}^p \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } i = 1, \dots, N \quad (4.15)$$

Na quarta fase, é avaliada a capacidade que o sistema eléctrico possui para garantir o fornecimento de energia eléctrica de forma segura e fiável tendo em conta os planos de expansão preparados pelos investidores e os níveis de consumo. A não adequação do sistema implica custos de segurança, económicos, sociais e políticos significativos pelo que é importante realizar estudos que permitam quantificar esta adequação. Para avaliar a segurança de abastecimento em sistemas eléctricos é necessário modelizar o comportamento das variáveis que influenciam a determinação dos índices associados, recorrendo-se por isso a metodologias de avaliação probabilística [Flynn\_02], [Billinton\_91], [Billinton\_92]. Esta avaliação será realizada para cada período considerado na elaboração dos planos de expansão (um ano). Para cada período os índices calculados são comparados com valores de referência previamente estabelecidos ou indicados a nível regulamentar.

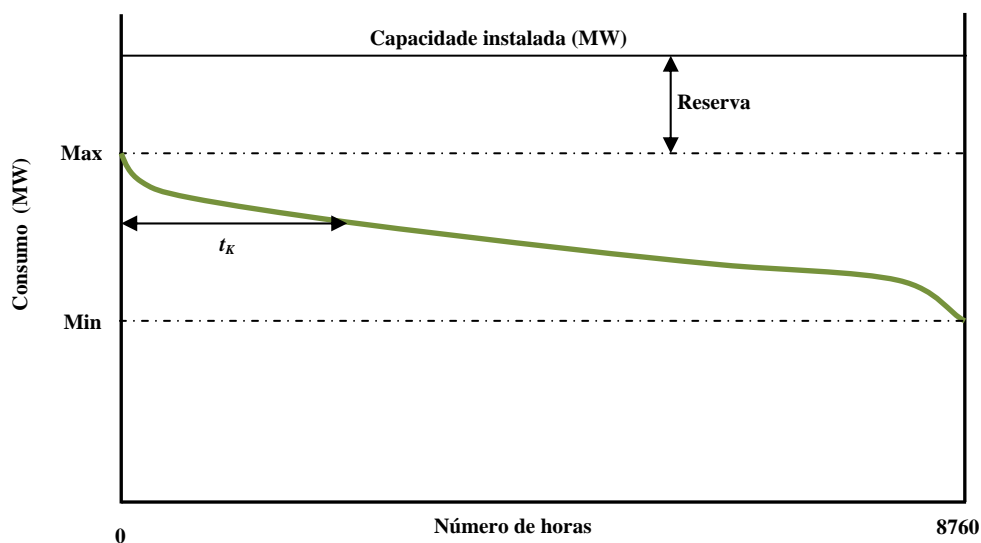
Os índices utilizados para avaliar a segurança do fornecimento de energia são o *LOLE*, *Loss of Load Expectation*, e o *LOLP*, *Loss of Load Probability*. O *LOLE* fornece a indicação do número de dias ou horas, ao longo de um determinado período, durante o qual o sistema de produção não terá capacidade para responder ao consumo e o *LOLP* correspondente à probabilidade de ocorrerem cortes de carga [Billinton\_94].

O *LOLP* pode ser determinado de uma forma analítica através da construção da Tabela de Probabilidades Cumulativa de Indisponibilidade de Capacidade - TPCI. Esta tabela é construída para cada período de programação utilizando a taxa de indisponibilidade forçada ou FOR - *Forced Outage Rate* e a capacidade instalada para cada unidade de produção considerada no período em análise. A construção da TPCI é realizada utilizando um algoritmo recursivo de cálculo descrito em [Billinton\_88]. Uma vez construída a TPCI, a probabilidade do sistema não corresponder à procura corresponde à probabilidade cumulativa de possuir uma indisponibilidade maior do que  $(CInst_t - Cons)$ , em que  $CInst_t$  representa a capacidade total instalada no período  $t$  e  $Cons$  o consumo previsto para esse período. Para o nível de consumo  $Cons$ , isto significa que o *LOLP* é obtido pela expressão (4.16).

$$LOLP = p(CInst_t - Cons) \quad (4.16)$$

Nesta expressão  $p(CInst_t - Cons)$  representa probabilidade de haver corte de carga e, este valor é obtido directamente da TPCI.

Sempre que pretenda calcular o *LOLE*, é necessário caracterizar o consumo ao longo do período em análise (um ano), utilizando para este efeito um diagrama de cargas classificado que permita caracterizar a potência de ponta ao longo do tempo. Um exemplo de um diagrama de cargas classificado é apresentado na Figura 4.12.



**Figura 4.12-** Estrutura do diagrama de cargas classificado do sistema para um ano.



Este diagrama de cargas é depois actualizado para cada um dos períodos em análise, considerando a evolução prevista para a carga. Se  $p_k(CInst_t - Cons_k)$  for o valor de *LOLP* para o nível de carga  $Cons_k$ , então o *LOLE* é dada por (4.17). Nesta expressão,  $S$  representa o número de intervalos considerados para discretizar o diagrama de cargas e  $t_k$  é a duração de cada um desses intervalos.

$$LOLE = \sum_{k=1}^S p_k(CInst_t - Cons_k) \cdot t_k \quad (4.17)$$

Esta metodologia foi utilizada numa primeira fase do desenvolvimento deste trabalho. No entanto, apresentava algumas limitações dado que o tempo de cálculo cresce à medida que aumenta o número de unidades de produção para avaliar em cada período e, por outro lado, a modelização de unidades de produção hídrica e eólica não era imediata.

Com o objectivo de ultrapassar estas limitações foi implementada uma metodologia que assenta na utilização de técnicas de simulação baseada no método de Monte Carlo não cronológico [Billinton\_04]. A aplicação desta metodologia implica a realização de três etapas, a saber: a amostragem do sistema em análise, incluindo o tratamento da disponibilidade das unidades de produção e a modelização do comportamento do consumo, a verificação da adequação dos estados amostrados e, por último, o cálculo dos índices que caracterizam o sistema para o período considerado.

Desta forma, os índices *LOLP* e *LOLE* são calculados através das expressões (4.18) e (4.19).

$$LOLP = \sum_{k=1}^S p_k \quad (4.18)$$

$$LOLE = T \cdot \sum_{k=1}^S p_k \quad (4.19)$$

Nestas expressões  $p_k$  representa a probabilidade associada à ocorrência do estado  $k$  em que o consumo não é satisfeito,  $S$  representa o conjunto de todos os estados em que o

consumo não é satisfeito e  $T$  representa o número de horas para o período em análise, assumindo o valor correspondente a um ano ou seja, 8760 horas.

O processo começa por numa fase inicial onde se determina a capacidade total disponibilizada,  $CTD$ , tendo em conta todas as unidades de produção disponíveis  $NTG$ , para o período em análise através da expressão (4.20). Nesta fase não são consideradas as unidades de produção hídrica e eólica.

$$CTD = \sum_{j=1}^{NTG} UP_j \cdot CapUP_j \quad (4.20)$$

Considerando que cada unidade de produção é representada pela sua capacidade instalada  $CapUP_j$  e pelo valor de  $FOR$  que lhe está associado, em cada estado a analisar é sorteado o estado associado a cada unidade de produção  $UP_j$ . A avaliação do estado da unidade de produção  $j$  é realizada considerando uma variável aleatória  $U$  representada por uma FDP uniforme definida no intervalo  $[0, 1]$ . O estado de disponibilidade ou indisponibilidade da unidade de produção  $j$  é avaliado através da expressão (4.21) em que  $U$  representa um valor sorteado tendo em conta a FDP referida.

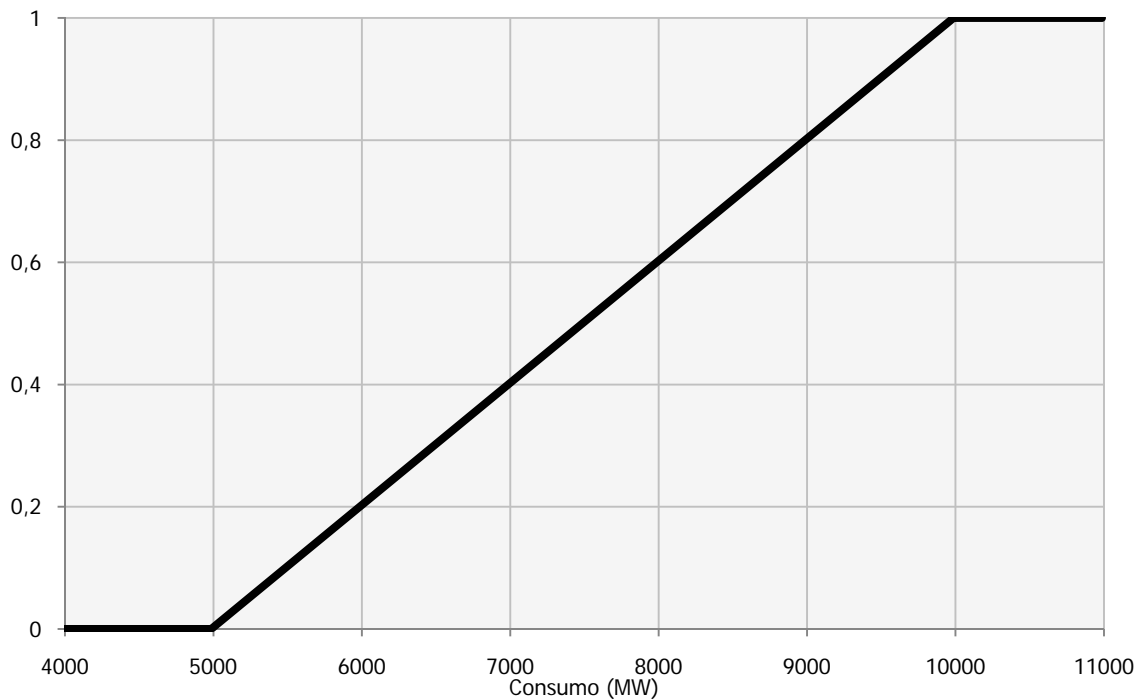
$$UP_j = \begin{cases} 0 & \text{se } U < FOR_j \text{ (capacidade da unidade } j \text{ indisponível)} \\ 1 & \text{se } U \geq FOR_j \text{ (capacidade da unidade } j \text{ disponível)} \end{cases} \quad (4.21)$$

A segunda fase do processo corresponde à determinação do consumo a considerar para cada estado sorteado anteriormente. Como referido anteriormente, o consumo é modelizado através do diagrama de cargas classificado apresentado na Figura 4.12. Considerando os valores mínimo e máximo que a carga pode assumir, pode-se transformar o diagrama de cargas numa FDP uniforme em que os valores mínimo e máximo a considerar para a FDP são respectivamente os valores mínimo e máximo do diagrama de cargas classificado.

### **Exemplo 4.3**

*Considere-se como exemplo a situação em que o valor de carga mínima é de 5000 MW e valor máximo é de 10 000 MW. Nestas condições, a função de distribuição acumulada,*

FDA, para esta situação é apresentada na Figura 4.13.



**Figura 4.13** - FDP acumulada para o diagrama de cargas classificado para um ano.

Definida a FDA para o consumo é agora possível estabelecer uma metodologia que permite obter o valor do consumo para cada estado sorteado necessário para a realização da simulação. Para isso, considere-se uma variável  $U_1$  com uma FDA uniforme com os valores mínimo e máximo respectivamente de 0 e 1. Em cada iteração é obtido um valor dentro deste intervalo que, conjugado com os coeficientes  $m$  e  $b$  da recta que representa a FDA para o consumo permite obter o respectivo valor de consumo a considerar em cada amostragem. Nestas condições, o consumo é obtido pela expressão (4.22).

$$Cons = \frac{U_1 - b}{m} \quad (4.22)$$

Como referido anteriormente, neste processo não foram ainda consideradas as unidades de produção hídricas e eólicas e respectivas capacidades instaladas. No entanto, o modelo de planeamento desenvolvido considera a capacidade instalada nestes dois tipos de tecnologias, o que implica que a produção proveniente das mesmas deve ser considerada no processo de avaliação da segurança do fornecimento de energia eléctrica. A produção de energia eléctrica através destes dois tipos de tecnologias está dependente não apenas da

disponibilidade dos equipamentos, mas também da disponibilidade do recurso natural utilizado, podendo apresentar por isso variações significativas ao longo do ano.

Tendo em conta que podemos ter unidades com capacidades instaladas bastante diferentes e que, para o caso da produção hídrica, podemos ter diferentes tipos de aproveitamentos (por exemplo, unidades de produção com e sem capacidade de armazenamento de água e com localizações geográficas também bastante diferentes) considerou-se que a produção das mesmas poderia ser modelizada de uma forma conjunta utilizando para isso o valor da capacidade total instalada em conjunto com o factor de utilização médio anual das mesmas. O mesmo raciocínio foi seguido para a modelização da produção proveniente dos parques eólicos. Assim sendo, considerou-se que o factor de utilização da capacidade instalada hídrica é representado por um FDP normal com média igual a 30 % e um desvio padrão de 5 %. Por outro lado, para a produção eólica a FDP normal é caracterizada por um valor médio de 20 % e por um desvio padrão de 5 %. Estes valores foram estabelecidos tendo em conta os dados históricos associados ao factor de utilização de cada uma das tecnologias. Ao realizar-se a simulação de Monte Carlo, em cada estado sorteado é igualmente sorteado um valor para o factor de utilização de cada uma das tecnologias. Em seguida, com os valores das capacidades instaladas de cada tecnologia é determinada a capacidade disponível. O valor obtido para a capacidade disponível de cada uma das tecnologias será então adicionado à capacidade total determinada no processo anterior, obtendo-se a capacidade total disponível do sistema,  $CTD_s$ .

Obtido o valor da capacidade total de produção do sistema e sabendo o valor de consumo, será então avaliada a capacidade do sistema conseguir ou não alimentar a carga através de (4.23). Nesta expressão,  $I$  representa uma função indicadora que assume o valor 1 se ocorrer corte de carga.

$$\begin{cases} \text{se } CTD_s < Cons & (\text{há corte de carga}) & I = 1 \\ \text{se } CTD_s \geq Cons & (\text{não há corte de carga}) & I = 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

Para garantir que os estados sorteados pela aplicação do método de simulação de Monte Carlo constituem uma amostra representativa das variáveis que influenciam o cálculo dos índices de fiabilidade, foi adoptado um critério de convergência relativo ao cálculo do índice de fiabilidade  $LOLP$  em que é calculado um coeficiente de convergência  $\beta_k$  através

da expressão (4.24) [Pereira\_92], [Saraiva\_96]. Este coeficiente depende da variância da amostra de estados analisados e do valor esperado da função a estimar, significando que numa dada iteração  $k$  do processo de simulação, se as estimativas correntes já forem de boa qualidade, será de esperar que a variância se tenha reduzido e que o valor esperado se encontre estabilizado. Nestas condições, o sorteio e a análise de mais estados já não provocará alterações significativas da variância e no valor esperado da função em análise, pelo que a simulação poderá terminar. Assim, ao longo da simulação, os valores da variância e do valor esperado da função indicadora  $I$  são continuamente actualizados e é calculado o valor de  $\beta_k$  correspondente a iteração  $k$ . Se numa dada iteração, o valor  $\beta_k$  calculado for inferior a um valor  $\beta$  especificado,  $\beta^{esp}$ , a simulação termina (4.25).

$$\beta_k = \frac{\sigma_{E(I)}}{E(I)} \quad (4.24)$$

$$\beta_k < \beta^{esp} \quad (4.25)$$

Na expressão (4.24)  $I$  representa a função indicadora da ocorrência ou não de corte de carga  $\sigma_{E(I)}$  representa o desvio padrão da amostra de valores esperados de  $I$  e  $E(I)$  representa o valor esperado corrente da função  $I$ .

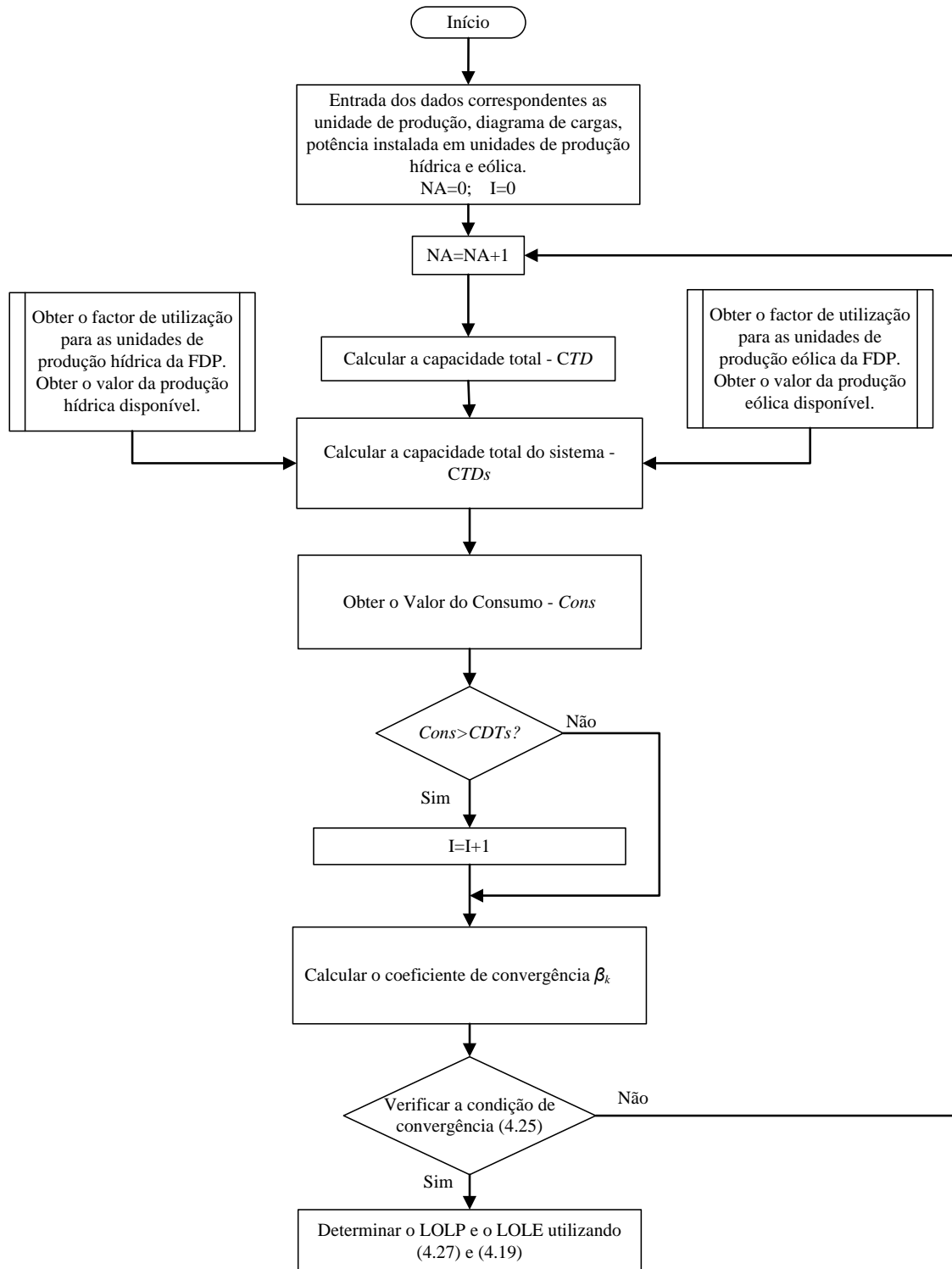
O valor do desvio padrão corrente é determinado através da expressão (4.26) em que  $\sigma(I)$  é o desvio padrão obtido para a amostra de valores de  $I$  durante a simulação e  $NA$  representa o número de estados analisados.

$$\sigma_{E(I)} = \frac{\sigma(I)}{\sqrt{NA}} \quad (4.26)$$

Nestas condições, o valor do  $LOLP$  é aproximado pelo valor esperado da função indicadora  $I$ , isto é, por (4.27), admitindo que foram simulados  $NA$  estados e que a função  $I$  assume o valor 1 no estado  $k$  se ocorrer corte de carga e será 0 se o corte de carga for nulo.

$$LOLP = E(I) = \frac{1}{NA} \sum_{k=1}^{NA} I_k \quad (4.27)$$

Sabendo o valor do *LOLP*, o valor do *LOLE* poderá ser calculado de imediato utilizando (4.19). A Figura 4.14 apresenta o fluxograma do algoritmo da simulação de Monte Carlo implementada para estimar o valor de *LOLP*.



**Figura 4.14** - Fluxograma para a simulação de Monte Carlo para determinar os índices de fiabilidade.

Os valores de  $LOLE$  calculados ao longo do horizonte de planeamento serão então comparados com  $LOLE^{\max}$ , conforme indicado em (4.28). Nesta expressão,  $LOLE^{\max}$  representa o número máximo de horas ao longo de um ano, durante o qual se admite que a carga possa não ser servida devido a indisponibilidades no sistema de produção. Em vários países, este limite é definido, por exemplo, nos Regulamentos de Qualidade de Serviço, o que significa que o plano de expansão do sistema produtor é influenciado em termos da continuidade do serviço por este limite.

$$LOLE_t \leq LOLE^{\max} \quad t = 1, \dots, T \quad (4.28)$$

A avaliação das restrições (4.13), (4.14), (4.15) e (4.28) é realizada de modo a assegurar que o plano global não viola qualquer delas tendo em conta os planos parcelares de cada agente, e para cada etapa do horizonte considerado para a realização do planeamento. No caso de ocorrer a violação de uma destas restrições, os planos terão que ser alterados e, para isso, poderão ser definidos novos limites para a capacidade a ser instalada para cada tecnologia ou para a capacidade total que pode ser instalada por cada agente investidor. Ao nível de coordenação poderão ser igualmente definidas estratégias que possam incentivar o investimento em novas unidades de produção para as situações em que se verifique que existe um défice relativamente as necessidades do sistema. A alteração destes parâmetros é enviada aos diversos agentes que actualizam os seus planos individuais definindo-se um processo iterativo que terminará quando os planos preparados pelos agentes investidores não violam nenhuma das restrições impostas e não forem alterados entre duas iterações sucessivas.

#### **4.5 Análise de sensibilidade dos planos de expansão**

Nesta secção é descrita uma metodologia que permite aos agentes decisores realizarem um estudo de sensibilidade sobre os planos de expansão obtidos pela resolução do PELPSE tendo em conta os resultados obtidos na fase de coordenação, bem como a simulação do funcionamento do mercado competitivo para a energia eléctrica. Este tipo de estudos permite refinar os resultados obtidos através de um estudo mais específico sobre uma determinada unidade de produção de energia eléctrica ou sobre uma determinada tecnologia

de modo a caracterizar o impacto de variações em parâmetros de entrada sobre os resultados obtidos [Chapman\_02].

Para a aplicação desta metodologia considera-se o plano de expansão preparado por um agente investidor. Isto significa que são conhecidas as tecnologias em que ele vai investir, a capacidade a instalar e o período em que cada central será instalada. Como resultado do PELPSE, o agente investidor obtém uma estimativa dos lucros globais associados ao plano de expansão obtido. Para além disso, deve recordar-se que para estimar estes lucros muitos dos parâmetros considerados foram modelizados como incertezas através da utilização de FDP, existindo desta forma alguma incerteza relativamente ao valor total dos lucros a obter. Outro factor importante está associado ao facto de, nesta fase, não se ter informação sobre os investimentos que podem ser mais sensíveis a possíveis alterações dos valores considerados para os respectivos parâmetros, mesmo que estes, como já foi referido, tenham sido modelizados através de FDP o que já permitiu incluir a influência da incerteza associada ao seu valor na construção do plano de expansão.

Em resumo, esta metodologia permitirá a cada agente investidor considerar alterações dos valores dos parâmetros relevantes para avaliar economicamente os investimentos planeados e, como resultado, fornecerá não um valor único para o retorno do investimento numa determinada unidade de produção ou tecnologia, mas sim um conjunto de valores que esses lucros podem assumir representados igualmente por uma FDP. Assim, será possível verificar qual o impacto nos lucros previstos em função das incertezas consideradas para os parâmetros de entrada.

Os índices financeiros que foram considerados nesta avaliação são o Valor Actual Líquido, *VAL*, e a Taxa Interna de Retorno, *TIR*, associados ao projecto em avaliação. Nos parágrafos seguintes é apresentada a metodologia para o cálculo dos índices referidos.

A primeira etapa do processo corresponde à definição dos parâmetros e do respectivo valor que influenciam o cálculo dos respectivos índices. Alguns dos parâmetros assumem valores determinísticos, como por exemplo o tempo de vida útil, a potência instalada e o custo de investimento considerado para instalação de produção que se está a analisar. Os restantes parâmetros serão definidos através de FDP adequadas.



O cálculo do  $VAL$  é obtido pela expressão (4.29). Nesta expressão,  $Luc_t$  representa o lucro obtido no período  $t$ ,  $tact_t$  representa a taxa de actualização considerada para a avaliação do projecto para cada período  $t$  e  $Inv_0$  representa o investimento para a implementação da unidade de produção de energia eléctrica realizado até ano inicial.

$$VAL = \sum_{t=1}^{Tut} \frac{Luc_t}{\left(1 + \frac{tact_t}{100}\right)^t} - Inv_0 \quad (4.29)$$

Para o cálculo da  $TIR$  é utilizada a expressão (4.30) dado que a Taxa Interna de Retorno de um projecto de investimento se define como a taxa de actualização para o qual o valor do  $VAL$  é nulo.

$$\sum_{t=1}^{Tut} \frac{Luc_t}{\left(1 + \frac{TIR}{100}\right)^t} - Inv_0 = 0 \quad (4.30)$$

Em primeiro lugar, torna-se necessário calcular os lucros associados a cada período  $t$ . A expressão (4.31) é utilizada para o cálculo dos lucros em cada período  $t$  (um ano). Cada período  $t$  é decomposto em 12 subperíodos correspondentes cada um deles a um mês. Nestas condições, em (4.31)  $S$  representa o número do subperíodos considerados em cada período  $T$  e  $Rvend\_energia_s$  e  $Cop\_exp_s$  representam a receita resultante da venda de energia eléctrica no mercado para cada subperíodo e os custos fixos e variáveis associados à operação e à exploração de uma unidade de produção, respectivamente.

$$Luc_t = \sum_{s=1}^S (Rvend\_energia_s - Cop\_exp_s) \quad (4.31)$$

O lucro associado a este produtor resulta da receita da venda de energia eléctrica no mercado para cada subperíodo,  $Rvend\_energia_s$ , calculada pela expressão (4.32).

$$Rvend\_energia_s = (p_s \cdot X^j \cdot fu_s^j + (1 - \frac{fu_s^j}{720}) \cdot X^j \cdot p_{icap}) \quad (4.32)$$

Os custos fixos e variáveis associados à operação de uma unidade de produção  $Cop\_exp_s$ , para cada subperíodo  $s$  são calculados pela expressão (4.33).

$$Cop\_exp_s = Cfixos_s \cdot X^j + (Cop_s^j \cdot X^j) \cdot fu_s^j \quad (4.33)$$

Nestas expressões:

$p_s$  - preço médio previsto para a energia eléctrica resultante da simulação do funcionamento do mercado da energia para o subperíodo  $s$ . (€MW.h). Adoptando esta decomposição de cada período  $t$  em  $S$  subperíodos, por exemplo 12 meses, será necessário obter estimativas do preço da energia eléctrica e do factor de utilização em cada subperíodo  $s$ . Assim, o modelo dinâmico a descrever no Capítulo V terá de considerar um intervalo de cálculo correspondente a estes subperíodos, por exemplo 1 mês, para simular o funcionamento do mercado de energia eléctrica;

$X^j$  - capacidade instalada na tecnologia  $j$  para a qual se está a realizar o estudo de sensibilidade (MW);

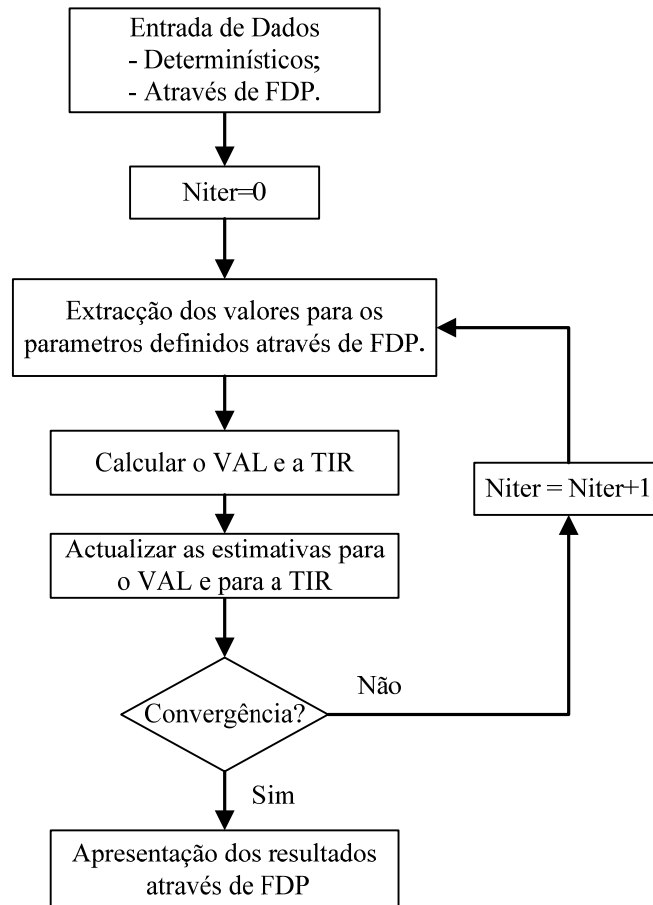
$fu_s^j$  - factor de utilização para tecnologia  $j$  no sub-período  $s$  correspondente ao número de horas de um mês em que esta unidade será utilizada (h);

$p_{icap}$  - preço médio previsto para o pagamento da capacidade disponível para funcionar como reserva para o sistema (€MW);

$Cop_s^j$  - custo de operação e exploração para a tecnologia  $j$  no subperíodo  $s$  (€MW.h);

$Cfixos_s$  - custos fixos com a manutenção para a tecnologia  $j$  no subperíodo  $s$  (€MW, período  $S$ ).

Com os valores dos lucros e dos custos associados a cada um dos subperíodos  $s$  considerado é possível determinar os índices financeiros para avaliar o investimento numa unidade de produção. A Figura 4.15 representa a estrutura da metodologia utilizada para o cálculo destes índices. Para o tratamento dos parâmetros definidos através de FDP recorre-se ao método de simulação de Monte Carlo, utilizado para extrair informação das respectivas FDP.



**Figura 4.15** - Estrutura da metodologia utilizada para calcular o VAL e a TIR.

Assim, é realizada uma simulação de Monte Carlo em que são sorteados estados caracterizados pelos valores dos parâmetros obtidos através das suas FDP. Para cada estado, isto é, para cada combinação sorteada, é calculado o *VAL* e a *TIR*. As estimativas do valor esperado do *VAL* e da *TIR* são actualizados e a convergência do processo de simulação é avaliada monitorizando a evolução do coeficiente  $\beta$  referido na Secção 4.4.2 para as amostras dos valores do *VAL* e da *TIR* [Pereira\_08a].

**Exemplo 4.4**

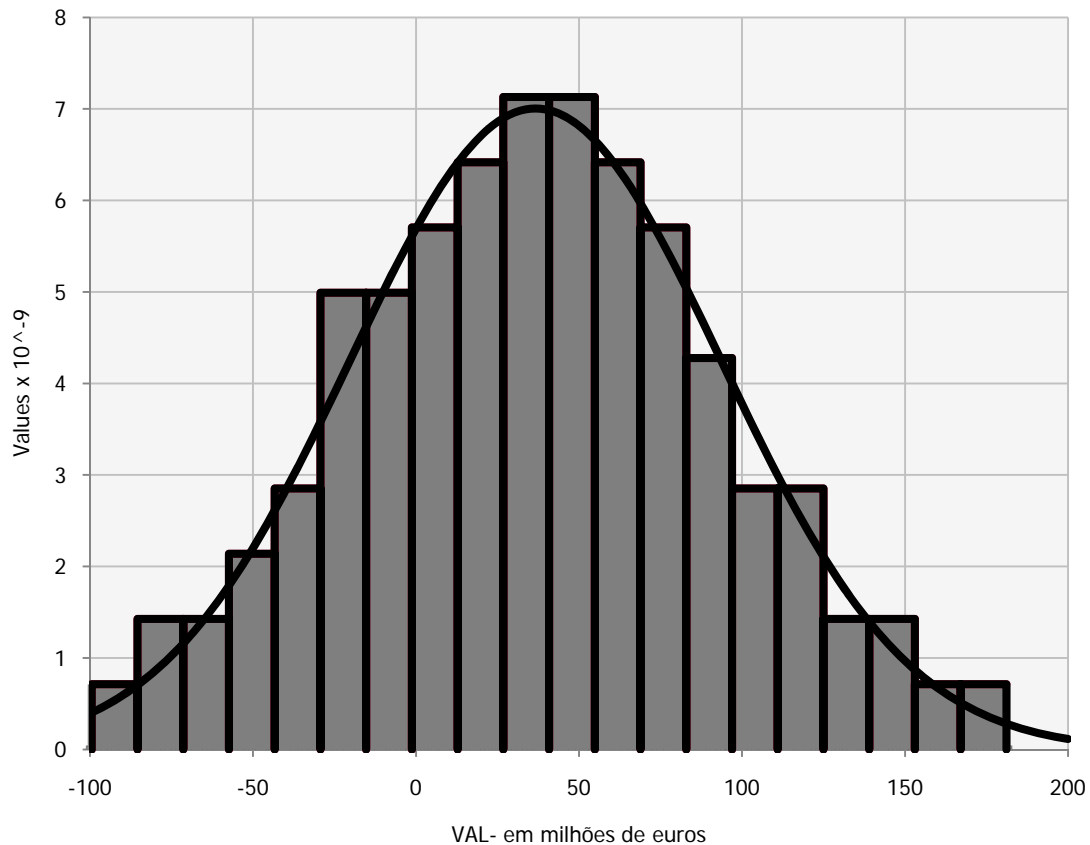
Como exemplo da aplicação desta metodologia considere-se que um agente investidor pretende realizar uma avaliação financeira e de sensibilidade para um investimento numa tecnologia cujas características relevantes são apresentadas na Tabela 4.1. Nesta tabela indicam-se os parâmetros que são representados por valores determinísticos, como a capacidade instalada o tempo de vida útil e o custo de instalação por MW. Os restantes parâmetros são modelizados por FDP Normais, sendo por isso apresentado o seu valor médio e o desvio padrão.

**Tabela 4.1** - Características da tecnologia.

$X^j$ (MW)	300	
Tempo de Vida útil (Anos)	20	
Custo de Instalação (€MW)	600 000	
	Média	Desvio Padrão
$Cop_s^j$ , inicial (€MW.h)	35	3,5
$Cfixos_s$ , inicial (€MW)	2	0,5
$tact_t$ , inicial (%/ano)	7	1
Taxa de crescimento dos $Cop_s^j$ (%/ano)	2	2
Taxa de crescimento dos $Cfixos_s$ (%/ano)	2	2
Taxa de crescimento $txaj_t$ (%/ano)	2	2

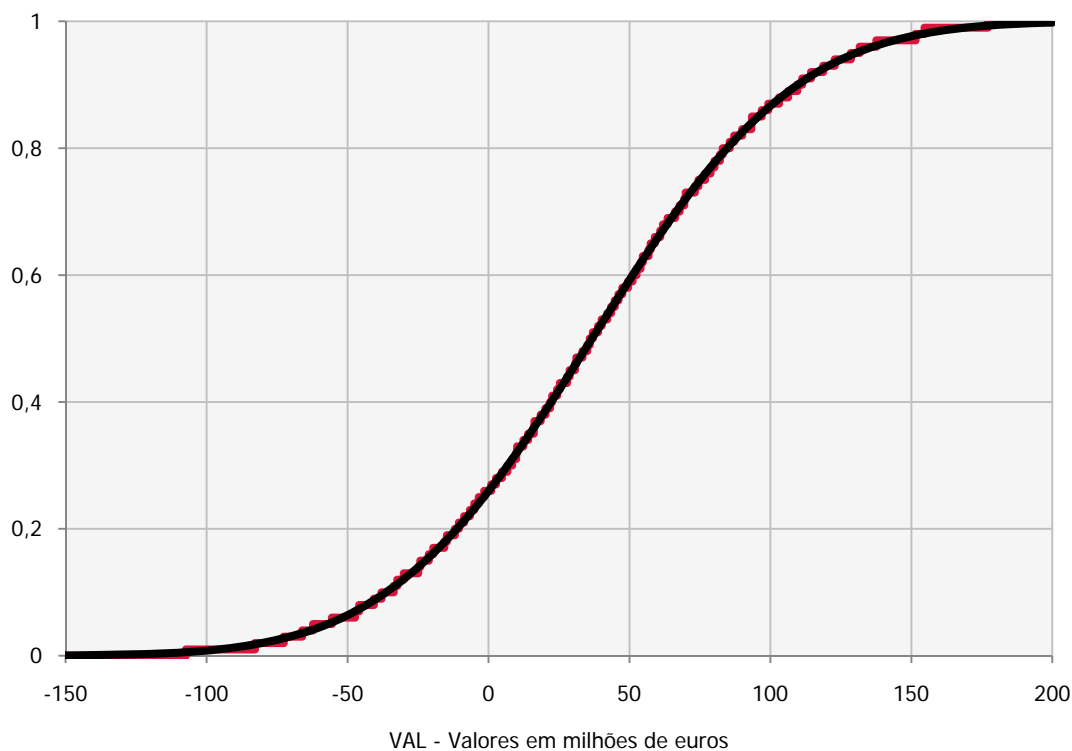
As taxas de crescimento apresentadas na Tabela 4.1 incidem sobre os valores iniciais. Como já foi referido anteriormente, o preço para a energia eléctrica e para o factor de utilização da tecnologia para cada subperíodo mensal considerado poderão ser obtidos através da aplicação do modelo de simulação dinâmica para o funcionamento do mercado de energia que será apresentado no Capítulo V. O preço da energia eléctrica é representado por uma FDP Log-Normal, com o valor médio igual ao obtido na simulação do mercado e considerando um desvio padrão de 10% relativamente ao valor médio. Para o factor de utilização adoptou-se uma FDP Normal em que o valor médio é, mais uma vez, obtido através da simulação do mercado e o desvio padrão corresponde a 5% do valor médio.

Como resultado da aplicação da metodologia desenvolvida para realizar a avaliação financeira da unidade de produção caracterizada anteriormente, é obtido o valor do VAL representado através de uma FDP normal, em conjunto com um histograma de frequências. A Figura 4.16 apresenta os resultados obtidos.



**Figura 4.16** - FDP normal e histograma de frequências para o VAL.

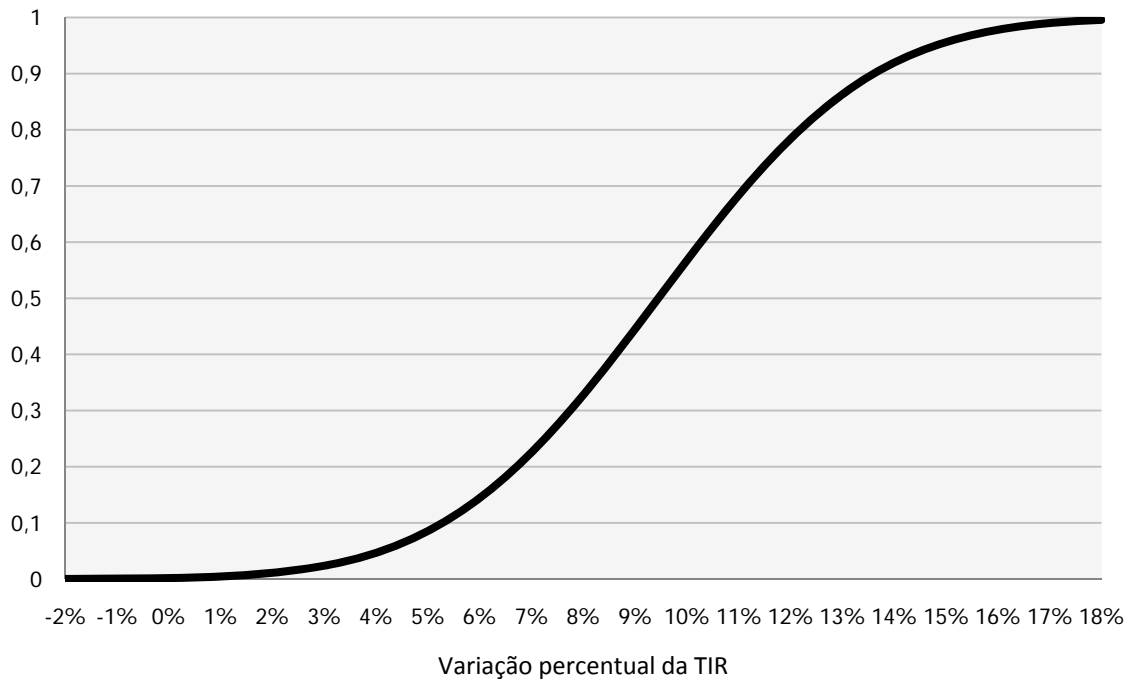
Da análise da Figura 4.16 pode-se concluir que o VAL pode assumir valores bastante diferentes em função dos valores assumidos pelos parâmetros de entrada. A FDP associada ao valor do VAL assume os seguintes valores para os seus parâmetros: Média = 36,69 milhões de euros e Desvio Padrão=56,95 milhões de euros. No entanto, pode-se constatar que a probabilidade de se obter um VAL maior que zero é elevada. A Figura 4.17, representa a curva de probabilidades acumulada e permite obter uma melhor percepção da probabilidade associada aos possíveis valores que o VAL pode assumir.



**Figura 4.17** - Representação da FDP acumulada para o VAL.

*Os resultados obtidos para a TIR são apresentados na Figura 4.18 através da FDP acumulada. Pode-se constatar pela análise desta figura que a probabilidade do projecto apresentar um valor para a TIR superior à taxa de actualização base considerada para a avaliação do projecto é elevada. Com esta informação o agente investidor obtém dados para poder avaliar o risco associado ao projecto ficando, assim, melhor alertado para os diferentes cenários que podem ocorrer tendo em conta as incertezas associadas aos parâmetros considerados para a avaliação do projecto.*

*A aplicação desenvolvida permite alterar os valores dos parâmetros e, em consequência, realizar um estudo de impacto sobre os índices considerados para a avaliação do projecto obtendo mais informação sobre o possível comportamento económico do investimento.*



**Figura 4.18** - Representação da FDP acumulada para a TIR.

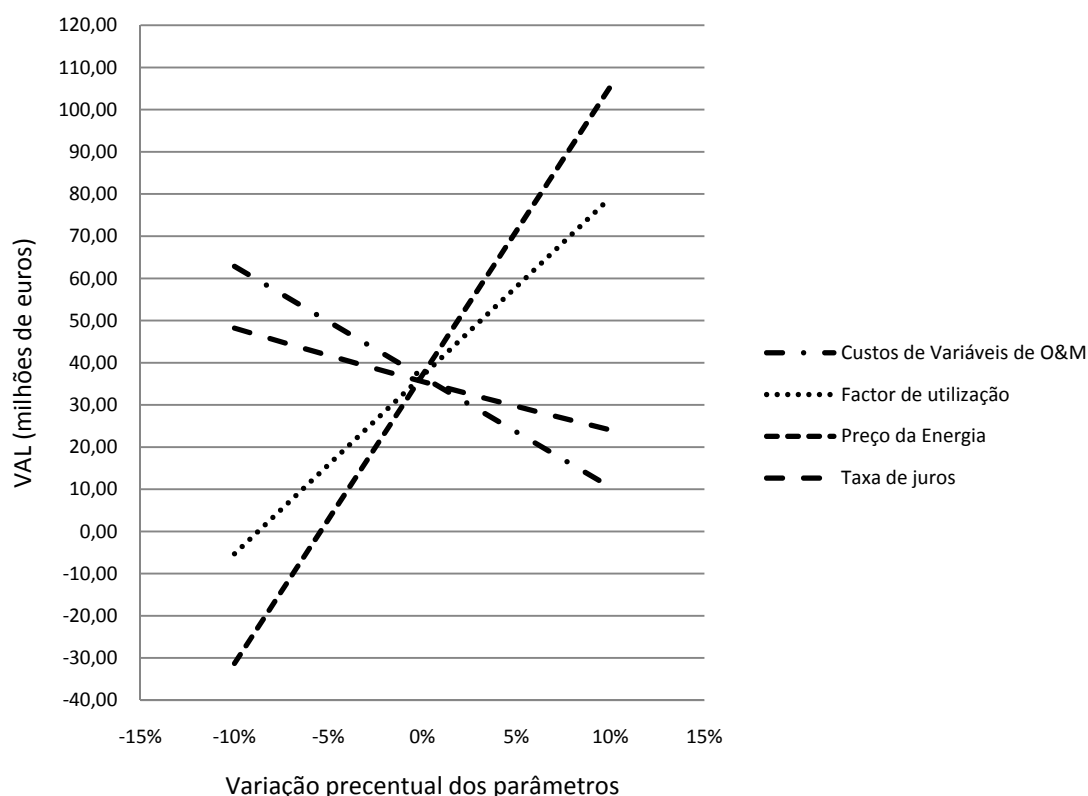
Outro dos objectivos associados à implementação desta metodologia corresponde à realização de estudos de sensibilidade. Com este tipo de estudo é possível identificar quais os parâmetros que mais influência têm no comportamento dos índices que caracterizam o projecto.

Para este efeito, e tendo em conta o índice que se pretende avaliar, é determinado o seu valor tendo em conta os valores médios especificados para os parâmetros considerados no seu cálculo. De seguida, para cada parâmetro será considerada uma variação percentual relativamente ao seu valor médio, mantendo o valor dos restantes parâmetros iguais ao valor médio inicialmente considerado. O processo é repetido para todos os parâmetros que se pretendam avaliar. Como resultado desta simulação obtém-se o impacto que a variação do valor num parâmetro de entrada terá na variação do índice que se pretende avaliar admitindo que todos os outros parâmetros se mantêm inalterados.

#### **Exemplo 4.5**

*Na Figura 4.19 é apresentado o resultado do estudo de sensibilidade, que permite identificar quais os parâmetros que mais influência têm na variação do VAL. Considerou-se que os valores dos parâmetros, factor de utilização, preço da energia*

eléctrica, taxa de actualização e custos variáveis de O&M, variam entre -10% e 10% relativamente aos valores médios indicados anteriormente. Da análise desta figura conclui-se que os parâmetros que mais impacto têm na variação do VAL são o preço da energia eléctrica e o factor de utilização. Estes dois parâmetros influenciam os lucros do projecto ao longo da sua vida útil e são dois parâmetros que dependem de forma substancial das condições de mercado. Por sua vez, estas condições são influenciadas pela interacção com os restantes agentes investidores e pela constituição do parque electroprodutor.



**Figura 4.19** - Estudo de sensibilidade para o VAL.

#### **4.6 Conclusões**

Com a reestruturação do sector eléctrico e a implementação de mercados competitivos para o sector da produção de energia eléctrica, passam a existir vários agentes produtores a competir pelo fornecimento da energia eléctrica, verificando-se por isso uma alteração significativa na forma como o planeamento dos investimentos em nova capacidade de produção é realizado. Este novo ambiente caracteriza-se por um aumento significativo do



risco económico para os agentes investidores, uma vez que, existe um conjunto de parâmetros que são influenciados por incertezas quanto à evolução dos seus valores no longo prazo. Nesta perspectiva, os agentes investidores necessitam de ferramentas que os ajudem na tomada de decisões mais adequadas relativamente às opções de investimento disponíveis, tendo em conta o possível comportamento dos agentes investidores concorrentes e a evolução do valor dos parâmetros que influenciam a rentabilidade dos seus investimentos.

Neste capítulo foi apresentada a formulação matemática para o Problema de Expansão a Longo Prazo do Sistema Electroprodutor - PELPSE. A função objectivo associada ao PELPSE a resolver por cada agente investidor visa a maximização dos lucros obtidos durante o horizonte de planeamento com a implementação do plano de expansão resultante. A função objectivo é constituída por três parcelas que incluem as receitas obtidas com a venda da energia eléctrica e incentivos adicionais, os custos fixos associados ao investimento e os custos fixos e variáveis de operação e de manutenção das unidades de produção. As receitas a obter dependem da capacidade instalada em cada uma das tecnologias, da evolução do valor do factor de utilização previsto, do tempo de vida útil especificado para cada unidade de produção e da evolução dos preços da energia eléctrica. Considerou-se que a evolução dos factores de utilização e do preço para a energia eléctrica dependem do funcionamento do sector eléctrico. Este funcionamento é modelizado através das metodologias apresentadas no Capítulo V e que utilizam o Modelo de Cournot e os Sistemas Dinâmicos é influenciado pela capacidade total de produção instalada em cada período, pelas tecnologias que constituem o parque electroprodutor, pela evolução dos factores de utilização para as unidades que utilizam fontes primárias renováveis, pela calendarização especificada para a saída e entrada de serviço das unidades de produção e pelas acções que os agentes concorrentes tomarem. A parcela correspondente aos custos fixos associados ao investimento em novas unidades de produção de energia eléctrica contempla a consideração de diferentes tecnologias com custos de investimento diferentes. Estes custos dependem da tecnologia escolhida, da taxa de actualização considerada e do esquema de financiamento adoptado. Relativamente à parcela correspondente aos custos fixos e variáveis de exploração e de manutenção das unidades de produção, a sua evolução depende das funções custo associadas a cada uma das tecnologias, da evolução do factor de utilização, da capacidade instalada e do custo de manutenção. O valor da potência a instalar em cada uma das tecnologias candidatas ao plano de expansão só pode assumir

valores especificados e que são definidos através de um conjunto de potências normalizadas para cada tecnologia. Para cada tecnologia o modelo permite que sejam especificados valores diferentes. Para a modelização da incerteza associada à evolução dos valores do preço da energia eléctrica, do custo do capital, do custo de exploração e do factor de utilização recorreu-se à utilização de Funções de Distribuição de Probabilidade - FDP que permitem através da utilização do método de simulação de Monte Carlo extrair valores dessas FDP para os parâmetros a utilizar na função objectivo.

As variáveis de decisão do PELPSE correspondem às capacidades a instalar em cada uma das tecnologias candidatas, em cada ano do horizonte de planeamento. A formulação inclui um conjunto de restrições que permitem limitar a capacidade a instalar numa determinada tecnologia para cada período ou para um conjunto de períodos, limitar a capacidade total instalada por cada agente investidor no conjunto de todas as tecnologias consideradas para cada período do horizonte de planeamento ou para um conjunto de períodos e, finalmente, limitar a quota de cada agente investidor na capacidade total instalada e incluindo a quota que este já tinha antes do processo de planeamento. As tecnologias candidatas são caracterizadas pelos seguintes parâmetros: custo de instalação por MW, tempo de vida útil, tempo de construção e colocação em serviço, custos fixos e variáveis associados ao seu funcionamento e valores *standard* possíveis para a capacidade a instalar.

Tendo em conta as características do PELPSE foram utilizados Algoritmos Genéticos em conjunto com o método de simulação de Monte Carlo para a resolução do problema, permitindo obter soluções capazes de incorporar as especificidades do problema e resolvê-lo de uma forma eficiente e versátil. Relativamente aos Algoritmos Genéticos é possível definir o número de populações com que este vai trabalhar, a dimensão das populações, a taxa de cruzamento, a taxa de mutação e a taxa de migração entre as populações existentes.

Na Secção 4.4 deste capítulo foi apresentada a descrição de uma fase de coordenação, em que se pretende avaliar a adequação dos planos de expansão apresentados pelos agentes investidores de uma forma agregada. Nesta fase é verificada a margem de reserva do sistema produtor, a capacidade total instalada em cada tecnologia e para cada período, a capacidade instalada acumulada por cada agente para um determinado período, a capacidade que o sistema possui para garantir o fornecimento de energia eléctrica de forma

segura e fiável através do cálculo do valor do LOLE para cada período. Estes procedimentos podem ser realizados pelos agentes investidores de uma forma individual ou por órgãos reguladores ou entidades estatais para analisarem a adequação dos planos de expansão apresentados e, desta forma, monitorizarem um funcionamento seguro e fiável do sector eléctrico.

Finalmente, foi apresentada uma metodologia que permite aos agentes investidores realizarem estudos de sensibilidade sobre os planos de expansão obtidos e para uma unidade de produção em particular. Através do cálculo do VAL e da TIR, este tipo de estudos permite refinar os resultados obtidos através de uma análise mais específica sobre uma determinada unidade de produção. Outra das grandes vantagens desta metodologia está associada ao facto de ser possível obter resultados para o VAL e para a TIR representados por uma FDP, proporcionando aos agentes investidores uma visão mais abrangente dos resultados que são possíveis de obter para estes dois índices financeiros. A metodologia apresentada permite ainda realizar estudos que identificam quais os parâmetros que mais influência têm na variação do valor dos índices financeiros anteriormente referidos.



## **CAPÍTULO V**

### **MODELOS PARA A SIMULAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO SECTOR ELÉCTRICO NUM AMBIENTE COMPETITIVO**



## **5.1 Introdução**

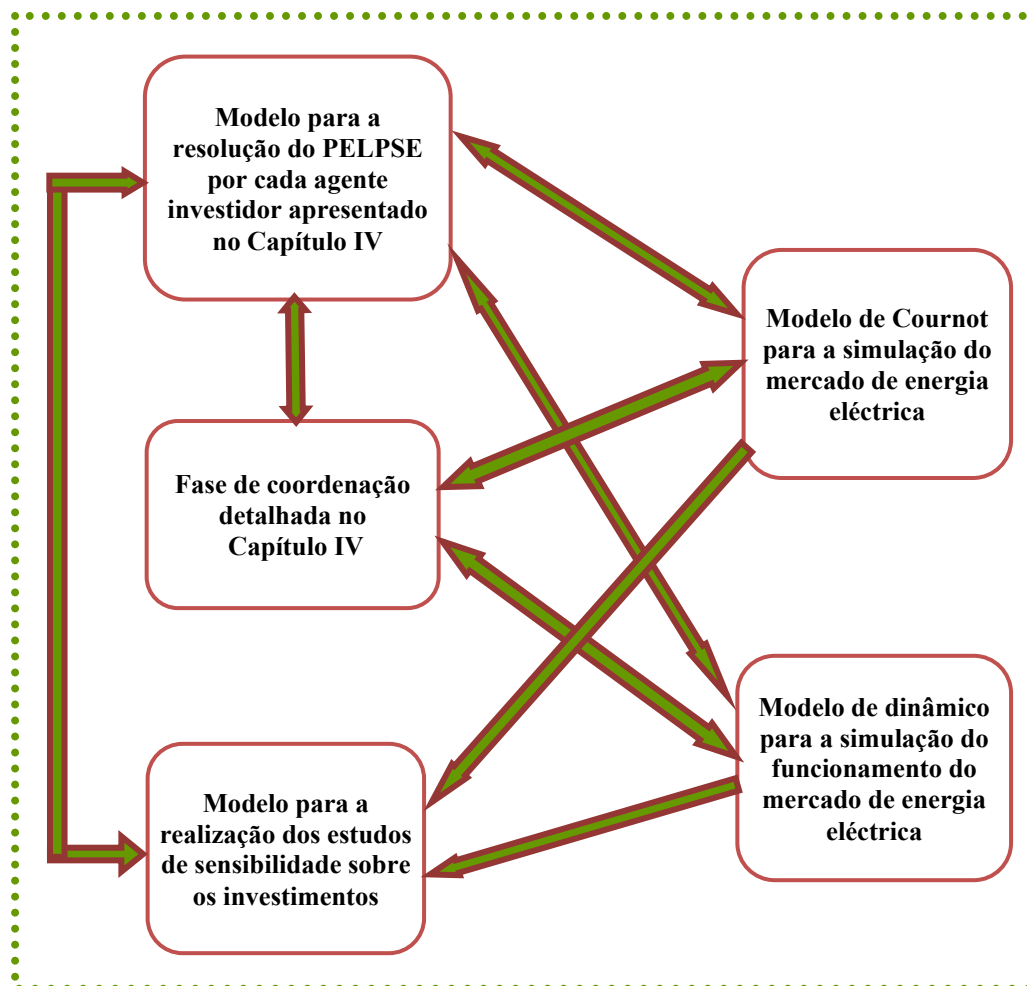
Num sector em que temos vários agentes a operar como é o caso do sector eléctrico, as decisões tomadas por cada um deles podem provocar alterações no desempenho dos outros. A dinâmica associada a estas alterações é influenciada e determinada pelas decisões tomadas pelos diversos agentes que actuam no sector, constituintes da própria estrutura sistémica e pelas políticas que regem estas decisões. Depreende-se, desta forma, que as questões e decisões num ambiente competitivo são caracterizadas por uma enorme dependência em relação ao contexto em que um determinado agente está inserido. Para ser possível compreender a complexidade associada a esta dinâmica é necessário muito mais que o senso comum dos agentes decisores [Ford\_97].

Mesmo nas situações quotidianas em que existe um único objectivo, é exigido aos agentes decisores que tomem decisões sobre variáveis que não estão ligadas por uma relação directa e linear com o objectivo definido. Existe ainda a situação em que o agente decisor terá que optar sobre que factores favorecer na avaliação do objectivo único em detrimento de outros. Neste cenário, como julgar a melhor combinação a assumir? Dada a complexidade da avaliação dos investimentos por parte dos agentes decisores não é fácil esperar que consigam adoptar as melhores soluções que permitam maximizar a longo prazo a rentabilidade dos investimentos, usando apenas o bom senso. Isto porque, em muitas situações, soluções aparentemente óbvias para determinados problemas podem, no longo prazo, apresentar resultados diferentes dos esperados.

No mundo real uma empresa encontra-se envolvida e dependente de uma cadeia complexa, constituída por uma multiplicidade de agentes que vão tomando decisões em processos interdependentes, envolvendo diversas fontes de informação, malhas de realimentação de informação e atrasos entre as acções tomadas e o seu efeito, as quais geram consequências que só são percebidas dentro de uma visão mais abrangente e dinâmica.

Neste Capítulo apresentam-se dois modelos que permitem simular o comportamento do funcionamento do sector eléctrico e que permitem obter informações importantes a ser utilizadas no planeamento individual de cada um dos agentes investidores para a definição de novos investimentos em capacidade de produção. Estes modelos permitem também que

as entidades responsáveis por garantir o bom funcionamento do sector eléctrico possam avaliar o comportamento a longo prazo do funcionamento do sector, permitindo obter informações importantes, como por exemplo a evolução dos preços, margens de reservas, factores de utilização para as diferentes tecnologias que constituem o parque electroprodutor, a influência associada à instalação de nova capacidade de produção de energia eléctrica através de diferentes tecnologias, a saída de serviço de instalações de produção e a influência no funcionamento do sector devido à adopção de novas medidas regulatórias. Na Figura 5.1 é apresentado o relacionamento das metodologias desenvolvidas para simular o funcionamento do mercado de energia eléctrica e respectiva interligação com os modelos desenvolvidos no capítulo anterior, que permitem a resolução do PELPSE por parte dos agentes investidores bem como a avaliação agregada desses planos realizada na fase de coordenação.



**Figura 5.1** – Estrutura de funcionamento e respectivas interligações entre os diferentes modelos desenvolvidos.

O modelo para a resolução do problema de expansão a utilizar por cada agente investidor



foi apresentado no Capítulo anterior e, como referido, para cada agente investidor é construído um plano de expansão individual tendo em conta a informação disponível para cada período de planeamento identificando as tecnologias em que se vai investir, a capacidade a instalar e o momento em que as novas unidades de produção entrarão em serviço. Estes planos são avaliados de forma agregada na fase de coordenação que os vai avaliar conforme descrito na Secção 4.3. Nesta fase, utilizando a informação disponível obtida dos planos de expansão são executados modelos de simulação do mercado de energia eléctrica para avaliar a evolução dos seguintes parâmetros: preço de energia eléctrica para cada período e factor de utilização associado a cada uma das tecnologias que constituem o parque electroprodutor e evolução do consumo previsto.

Os resultados obtidos são depois transmitidos aos agentes investidores. Com a nova informação os agentes investidores resolvem de novo o PELPSE, e analisam se o plano obtido anteriormente sofre alterações. Este processo proporciona um sistema de realimentação da informação disponibilizada sobre a evolução dos parâmetros mais relevantes a ter em conta para o planeamento de investimentos, permitindo considerar o impacto das decisões tomadas pelos restantes agentes nas decisões individuais. Os novos planos de expansão obtidos por todos os agentes são de novo avaliados de forma adequada, permitindo desta forma que seja realizada uma nova avaliação dos planos apresentados. Se não houver alteração dos planos de expansão apresentados relativamente à situação anterior e todas as restrições impostas forem respeitadas, então o processo termina e os resultados são considerados como os planos finais de expansão. Se, pelo contrário, houver alteração nos planos de expansão, é realizada uma nova simulação para o funcionamento do mercado permitindo, desta forma, avaliar o impacto na evolução dos parâmetros anteriormente referidos sendo a nova informação resultante desta simulação, transmitida aos agentes investidores, que realizam um novo estudo de planeamento. Este processo termina quando não se verificarem alterações nos planos obtidos pelos agentes investidores e as restrições impostas de forma agregada forem verificadas.

Como foi referido no Capítulo I, os modelos apresentados neste Capítulo para a simulação do funcionamento do mercado de energia eléctrica podem ser utilizados por órgãos reguladores ou outras entidades estatais para a avaliação dos planos de expansão apresentados pelos agentes investidores e, desta forma, avaliar a evolução de parâmetros como o preço da energia eléctrica, factor de utilização para as diferentes tecnologias e

evolução do consumo. Estes órgãos reguladores ou estatais podem utilizar estes modelos para realizar simulações que lhes permitam avaliar o impacto de determinados cenários associados à evolução de parâmetros chave relativos ao funcionamento do mercado. Como exemplo, pode pretender avaliar-se o impacto associado à implementação de uma política de incentivo para a instalação de capacidade de produção numa determinada tecnologia. Para isso, poderá ser simulada a instalação de nova capacidade de produção dessa tecnologia e, como resultado da simulação, ser obtido o impacto que essa decisão terá na evolução dos preços de energia eléctrica, no factor de utilização das outras tecnologias, etc.

Os agentes investidores também podem utilizar estes modelos para avaliar diferentes cenários associados ao comportamento que os outros agentes concorrentes possam ter e, desta forma, obter uma visão sobre o impacto que essas decisões simuladas têm no comportamento dos seus investimentos. A informação obtida com estas simulações será também utilizada para a realização dos estudos de avaliação económica e de sensibilidade dos investimentos planeados conforme descrito na Secção 4.5 do Capítulo anterior.

Nas secções seguintes deste Capítulo são apresentados os modelos que permitem realizar a simulação do mercado de energia eléctrica utilizando o Modelo de Cournot e o modelo de simulação dinâmica do mercado de energia eléctrica utilizando Sistemas Dinâmicos.

## **5.2 Modelo de Cournot**

Numa primeira fase e com o objectivo de simular o funcionamento do mercado competitivo da energia eléctrica foi utilizado o Modelo de Cournot. O Modelo Cournot foi introduzido por Augustin Cournot em 1838 e a sua utilização para a modelização do mercado competitivo da energia eléctrica considera os seguintes pressupostos: o produto (energia eléctrica) tem natureza não armazenável e homogénea, não ocorrem alterações nas estratégias de oferta por parte dos agentes produtores durante o processo de cálculo do equilíbrio de mercado e todos os agentes tomam as suas decisões de oferta em simultâneo [Allaz\_93], [Kirchen\_90]. De acordo com este modelo, cada agente apresenta uma oferta ao mercado através da curva de custo de cada uma das unidades de produção e, como resultados finais, obtém-se a produção para cada unidade e, em consequência, o factor de utilização. Por outro lado, o valor total da produção terá que responder ao consumo

solicitado para cada período em análise. Conseguido esse equilíbrio é possível obter o preço para a energia eléctrica que todos agentes irão receber.

O equilíbrio de Cournot assume as seguintes características [Chuang\_01]:

- as decisões a assumir por cada agente e as suas estratégias de participação no mercado relacionam-se com as quantidades oferecidas, que correspondem às potências a produzir por cada unidade de produção;
- apresenta um bom comportamento para horizontes de longo prazo;
- é muito utilizado pela sua simplicidade e facilidade de cálculo, sendo adequado para sistemas de grande dimensão;
- assenta no princípio de que as fusões entre empresas não são economicamente rentáveis;
- os resultados que permite obter são especialmente sensíveis à elasticidade do consumo em relação ao preço e à forma da curva adoptada para representar o consumo, o que pode resultar na obtenção de preços de equilíbrio mais elevados que os preços reais.

A formulação do equilíbrio de Cournot tem como objectivo a maximização do lucro obtido por cada agente produtor. Este lucro é função das produções de todos os agentes e está sujeito ao cumprimento das restrições que modelizam a exploração das unidades de produção tendo por isso em consideração os limites técnicos associados a cada unidade de produção, isto é, a capacidade de produção máxima e mínima. O lucro obtido por cada agente resulta do produto do preço da energia eléctrica pela produção subtraindo-se os custos de produção associados a cada unidade. O preço de mercado da energia eléctrica é obtido através da curva que modeliza o consumo e que permite interligar os problemas de maximização individuais de cada um dos agentes. Esta interligação impede a optimização independente do problema individual de cada um dos agentes.

Para formular este problema, considere-se que  $P_{i,t}$  é a capacidade instalada do agente  $i$  no período  $t$ , e que  $Cons_t(p_t)$  é a função que modeliza o consumo de energia eléctrica para um determinado período  $t$  e que é, por seu lado, função do preço  $p_t$ . Considera-se que a curva de consumo é representada por uma função linear para cada período  $t$ . A expressão

(5.1) representa esta função, em que  $a$  e  $b$  são coeficientes positivos. Neste caso, o coeficiente  $a$  representa a quantidade máxima de electricidade que os consumidores admitem adquirir.

$$Cons_t(p_t) = a_t - b_t \cdot p_t \quad (5.1)$$

Consideremos ainda que  $C_{i,t}(P_{i,t})$  representa a função custo de cada uma das unidades de produção do agente produtor  $i$  assumida como linear, conforme indicado em (5.2). Conforme referido anteriormente, a produção de um agente  $i$  corresponde à sua variável de decisão, isto é, a sua estratégia de participação no mercado está associada à comunicação de valores que admite produzir. Nestas condições, o lucro do produtor  $i$  no período  $t$ ,  $\Omega_{i,t}(P_{i,t})$ , é representado por (5.3).

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = c_i \cdot P_{i,t} \quad (5.2)$$

$$\Omega_{i,t}(P_{i,t}) = p_t \cdot P_{i,t} - C_{i,t}(P_{i,t}) \quad (5.3)$$

Admitindo que há  $N$  agentes produtores e que estes se encontram em competição, é possível formular  $N$  condições de optimalidade descritas através da equação (5.4), uma por cada agente produtor. Admitindo que a procura é função do preço, pode-se formular uma equação extra representada por (5.5) considerando que o consumo será igualado pela produção. No total, obtém-se um conjunto de  $N+1$  equações, utilizadas para calcular o valor das produções associadas aos  $N$  agentes investidores e o preço no período em análise. Utilizando o valor obtido para o preço, será finalmente possível obter o consumo correspondente, utilizando a expressão (5.1). Este ponto de operação é denominado de Equilíbrio de Cournot.

$$\frac{\partial \Omega_{i,t}}{\partial P_{i,t}} = p_t + P_{i,t} \cdot \frac{\partial p_t}{\partial Con_t} \cdot \frac{\partial Con_t}{\partial P_{i,t}} - \frac{\partial C_{i,t}}{\partial P_{i,t}} = 0 \quad (5.4)$$

$$\text{para } i = 1, \dots, N \quad \text{e} \quad P_{Min\_i,t} \leq P_{i,t} \leq P_{Máx\_i,t}$$

$$Cons_t(p_t) = a_t - b_t \cdot p_t = \sum_{i=1}^N P_{i,t} \quad (5.5)$$

No âmbito do modelo descrito no Capítulo IV, o valor obtido para o preço da energia eléctrica, assim como o valor de produção associado a cada unidade, serão transmitidos aos agentes investidores. Com esta nova informação os agentes investidores realizam um novo estudo para a obtenção de um novo plano de investimentos para a expansão do sistema electroprodutor através da resolução de PELPSE descrito no capítulo anterior [Pereira\_08b].

A formulação apresentada para a aplicação do Modelo de Cournot tem natureza determinística, uma vez que, se considera que a função que representa o consumo previsto para cada período em análise é conhecida, o mesmo acontecendo com as funções que relacionam os custos com a produção para cada unidade de produção considerada. O Modelo de Cournot será aplicado para um período correspondente a um ano, pelo que é necessário formular e resolver um problema para cada ano do horizonte considerado na simulação. Os parâmetros de entrada que podem sofrer alteração em cada período de análise são a entrada e saída de serviço de unidades de produção, coeficientes das funções custo de produção para cada unidade de produção considerada (devido, por exemplo, à evolução prevista para o preço dos combustíveis) e a função que modeliza o consumo para cada um dos períodos. Nos estudos realizados considerou-se que o consumo iria apresentar um crescimento percentual anual. Tendo em conta os dados históricos associados ao funcionamento do sector eléctrico considerou-se que esse crescimento não deveria ser representado por uma taxa constante para todos os anos, pelo que se adoptou uma estratégia que passa por simular através de um processo estocástico a evolução da taxa de crescimento do consumo. Este processo é descrito na Secção 5.3.5 deste Capítulo.

Foram realizados diversos estudos de sensibilidade aos resultados obtidos com a aplicação do Modelo Cournot e verificou-se que, à medida que aumenta o número de unidades de produção e respectiva oferta de capacidade de produção que concorrem no mercado, os preços para a energia eléctrica reduzem-se. Esta característica apresentada pelo Modelo de Cournot é muito interessante, uma vez que permite confirmar que, quanto maior for a competitividade, menores serão os preços finais e mais eficiente será a operação do sector eléctrico.

Como já foi referido, a utilização deste modelo para simular o funcionamento do mercado da energia eléctrica permitiu, numa primeira fase do trabalho, obter informações importantes tais como, o preço da energia eléctrica a considerar para cada período do horizonte de planeamento e a produção que resultava para cada unidade de produção dos agentes investidores, permitindo depois definir o factor de utilização de cada unidade.

No entanto, considerou-se que o mesmo não representava de forma correcta a dinâmica associada ao funcionamento do mercado, uma vez que considera pressupostos que limitam a correcta captação de comportamento dos parâmetros anteriormente referidos, não permitindo por outro lado considerar a interligação existente entre as decisões tomadas de forma individual pelos investidores. Com o objectivo de ultrapassar estas limitações foi desenvolvido um modelo dinâmico para o funcionamento do mercado da energia eléctrica onde é possível avaliar a evolução dos parâmetros que mais influência têm na tomada de decisão por parte dos agentes investidores, como por exemplo: a evolução dinâmica dos preços da energia eléctrica, do consumo do sistema em análise e dos factores de utilização de cada uma das unidades de produção, a influência da instalação de novas unidades de produção e das respectivas características técnico-económicas e a influência da existência de unidades de produção de origem renovável (centrais hídricas e parques eólicos). Este modelo será apresentado de forma detalhada na Secção seguinte.

### **5.3 Utilização dos Sistemas Dinâmicos para simular o mercado de electricidade**

#### **5.3.1 Aspectos gerais**

Nesta secção descreve-se a utilização de uma metodologia baseada nos Sistemas Dinâmicos com o objectivo de modelizar a evolução do sector eléctrico. Os principais objectivos associados à aplicação dos Sistemas Dinâmicos para a modelização do comportamento do mercado competitivo da energia eléctrica estão associados à possibilidade de se conseguir analisar a evolução de algumas das variáveis chave para a avaliação de investimentos em nova capacidade de produção de energia eléctrica. As variáveis a analisar são: evolução do preço da energia no mercado para o longo prazo, factor de utilização das diferentes tecnologias que constituem o parque electroprodutor, evolução do consumo do sistema e a sua influência na evolução dos preços, e finalmente,

avaliação do impacto da entrada e/ou saída de unidades de produção.

As tecnologias de produção caracterizadas neste modelo de simulação são: centrais térmicas, com destaque para as centrais que utilizam como combustíveis o carvão e o gás natural, centrais hídricas e a produção proveniente dos parques eólicos.

O modelo desenvolvido pode ser utilizado por órgãos reguladores ou estatais responsáveis pelo funcionamento do sector eléctrico, permitindo avaliar se os níveis de investimento previstos para o sector são os mais adequados, quer a nível económico quer a nível técnico. Os agentes investidores também podem utilizar este modelo para realizarem simulações que lhes permitam avaliar o impacto das suas decisões na evolução de determinados parâmetros ou para avaliar o impacto que as decisões dos outros agentes concorrentes podem ter no comportamento das suas decisões.

Na Secção seguinte é apresentada uma introdução aos Sistemas Dinâmicos procurando destacar as principais características e princípios associados à aplicação desta metodologia para a modelização dinâmica de um sistema.

### **5.3.2 Sistemas Dinâmicos**

A utilização dos Sistemas Dinâmicos foi inicialmente introduzida por Jay Forrester no *Massachusetts Institute of Technology* – MIT na década de 60 [Forrester\_91]. Esta nova metodologia de modelização e simulação do comportamento a longo prazo de sistemas complexos permite avaliar estratégias e outros contextos organizacionais e sociais. Esta metodologia foi utilizada para avaliar como é que a alteração em determinadas partes de um sistema afecta o sistema no seu todo e, desta forma, permite examinar a inter-relação entre as diferentes partes do mesmo, de modo a obter uma visão do sistema de uma forma mais completa. Analisar como é que um determinado sistema evolui no tempo, como é que situações passadas e presentes podem influenciar o futuro constituem o objectivo da utilização desta metodologia. No âmbito do trabalho desenvolvido nesta tese, a realização de simulações utilizando esta metodologia permite ao nível de coordenação e aos agentes investidores testarem o comportamento do sistema de uma forma dinâmica, tendo em conta as diferentes alternativas de investimento, políticas regulatórias e soluções para a operação

do sistema verificando o impacto das suas decisões.

Dada a complexidade da avaliação dos investimentos por parte dos agentes investidores não é fácil esperar que consigam adoptar as melhores soluções que permitam maximizar a longo prazo a rentabilidade dos investimentos, usando apenas o bom senso. Isto porque, em muitas situações, soluções aparentemente óbvias para determinados problemas podem, no longo prazo, apresentar resultados diferentes dos esperados. No mundo real uma empresa encontra-se envolvida e dependente de uma cadeia complexa, constituída por uma multiplicidade de agentes que vão tomando decisões em processos interdependentes, envolvendo diversas situações de realimentação de informação e atrasos entre as acções tomadas e o seu efeito, os quais geram consequências que só são percebidas dentro de uma visão mais abrangente e dinâmica.

O funcionamento do sector eléctrico apresenta algumas características estruturais, tais como realimentação na quantidade e qualidade da informação disponível e atrasos que podem ser determinantes para o comportamento a longo prazo e que não são facilmente capturados pelos modelos tradicionais para a determinação do equilíbrio do mercado.

Num sistema linear, os efeitos são directos e proporcionais aos estímulos recebidos. Assim, se um estímulo provoca uma determinada resposta, um estímulo do mesmo tipo e duas vezes mais intenso irá provocar uma resposta também duas vezes maior. Já num sistema não linear e complexo, as respostas não são proporcionais aos estímulos, podendo ser várias vezes maiores ou menores. Uma mesma acção tem o potencial para produzir efeitos completamente diferentes no curto e no longo prazo, e até mesmo gerar um determinado efeito no ponto da intervenção e um efeito complementemente diferente em outra parte do sistema. Alguns sistemas não lineares apresentam grande sensibilidade às condições iniciais, pelo que pequenas alterações dessas condições podem fazer com que o sistema evolua para estados completamente diferentes num curto espaço de tempo [Sterman\_00].

A motivação principal para a utilização desta metodologia reside na possibilidade de se desenvolverem simulações que permitem observar as consequências das decisões tomadas no longo prazo. Com estas simulações podem-se identificar os padrões de comportamento dos sistemas reproduzidos e suas respectivas causas com mais facilidade do que quando se está envolvido na complexidade do mundo real. Através das simulações, pretende-se compreender como é que o sistema em análise evolui no tempo e como é que alterações



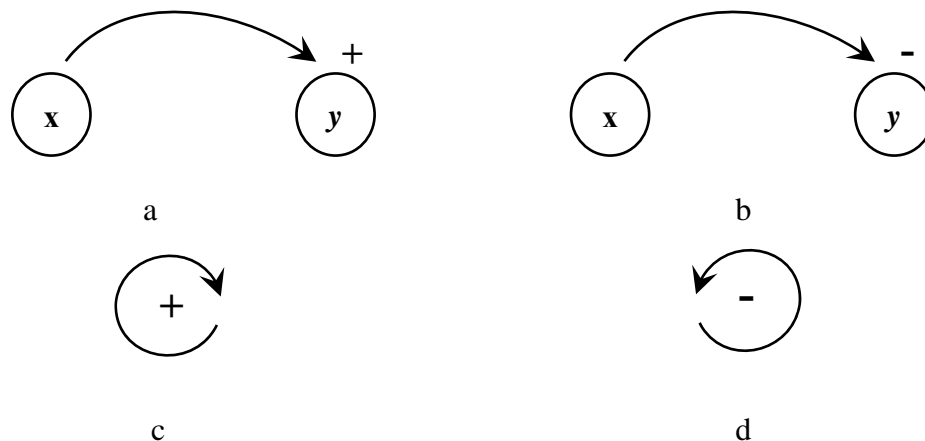
realizadas em partes de um sistema podem afectar o comportamento global. Desta forma, procura-se avaliar comportamentos gerais do sistema, partindo de padrões de comportamentos entre as partes e das estruturas mais influentes para a dinâmica do sistema. Para a implementação de um modelo utilizando os Sistemas Dinâmicos é necessário, numa fase inicial, caracterizar a sua estrutura através da identificação do conjunto de variáveis relevantes e das suas inter-relações.

De acordo com [Dyner\_96] e [Ford\_97], a adopção deste tipo de modelos apresenta as seguintes vantagens:

- escalamento do tempo: um fenómeno que se desenvolve a longo prazo, por exemplo ao longo de vários anos é simulado e avaliado em alguns minutos. Este escalamento permite o seu estudo, a realização de análises de sensibilidade de modo a tornar o processo de decisão mais informado e robusto;
- custo reduzido: como a simulação é realizada em ambiente computacional, não é necessário construir o sistema fisicamente para avaliar o seu comportamento;
- promoção da criatividade: devido à inexistência de riscos, pode-se experimentar como seria o comportamento do sistema em situações incertas, inesperadas ou não convencionais;
- realização de experiências: o processo de criação e implementação de simulações permite obter informações importantes para a avaliação do comportamento do sistema;
- captura de conhecimento: o processo de simulação captura e codifica o conhecimento acumulado pelos utilizadores do modelo;
- carácter experimental: embora a simulação não diga aos utilizadores do modelo o que irá acontecer, ajuda-os a explorar o que poderá acontecer de acordo com uma estrutura pré-definida.

Na definição dos modelos de simulação através dos Sistemas Dinâmicos são frequentemente utilizados Diagramas Causais. Os Diagramas Causais são modelos qualitativos que capturam a essência das relações causa-efeito entre as variáveis associadas a um problema. Não se pretende que estes modelos sejam simulados pelo computador, não sendo habitualmente atribuídos valores às variáveis. Nestes modelos pretende-se apenas a identificação de relações causa-efeito e malhas de realimentação [Sterman\_00]. Uma relação causa-efeito representa-se através de uma seta que liga duas variáveis. Na

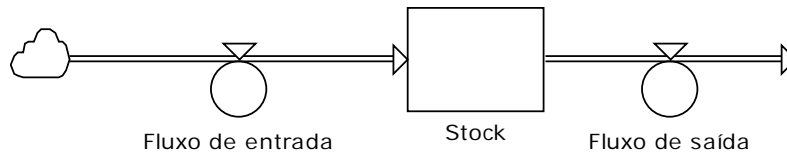
Figura 5.2 (a) apresenta-se uma relação causa-efeito positiva significando, neste caso, que as variáveis  $x$  e  $y$  variam no mesmo sentido. Na Figura 5.2 (b) apresenta-se uma relação causa-efeito negativa pelo que, neste caso, as variáveis  $x$  e  $y$  variam em sentido contrário. Uma malha de realimentação existe quando várias relações causa-efeito formam um ciclo fechado que pode ser positivo, tal como ilustrado na Figura 5.2 (c), ou negativo, como indicado na Figura 5.2 (d).



**Figura 5.2** – Estruturas utilizadas para a definição de Diagramas Causais.

Os Diagramas Causais são importantes para representar as interdependências entre os diferentes componentes que constituem o sistema e processos de realimentação. No entanto, não permitem capturar a estrutura de stocks e fluxos existentes num sistema que, em conjunto com as malhas de realimentação, constituem os conceitos centrais dos Sistemas Dinâmicos. Para criar modelos adequados de simulação utilizam-se os Diagramas de Stock e Fluxos. Estes diagramas utilizam as características estruturais definidas nos Diagramas Causais para permitirem desenvolver um modelo de simulação do sistema. Esta abordagem quantitativa permite que se explore a evolução de um sistema ao longo do tempo e para um horizonte definido. Matematicamente é obtida uma formulação que utiliza equações diferenciais que permitem representar o comportamento do sistema. Devido à complexidade dos sistemas reais, é necessário recorrer a métodos numéricos para estes problemas.

Os stocks caracterizam o estado do sistema e geram as informações nas quais se baseiam as decisões e as acções. Os stocks conferem inércia e memória ao sistema. Por seu lado, os fluxos representam as decisões e as acções e permitem alterar os stocks. A Figura 5.3 apresenta um exemplo de um Diagrama de Stock e Fluxos.



**Figura 5.3** – Diagrama de *Stock* e Fluxos.

A formulação matemática para um stock é definida pelas equações (5.6) e (5.7). Estas duas formulações são equivalentes, constituindo (5.6) à modelização usualmente denominada de integral e (5.7) à formulação diferencial.

$$Stock(t) = \int_{t_0}^t Fluxo\ de\ entrada(t) - Fluxo\ de\ saída(t) dt + Stock(t_0) \quad (5.6)$$

$$\frac{d(Stock(t))}{dt} = Fluxo\ de\ entrada(t) - Fluxo\ de\ saída(t) \quad (5.7)$$

Os *stocks* apresentam quatro características que são importantes na modelização do comportamento dinâmico do sistema [Sterman\_00]:

- possuem memória: se o fluxo de um *stock* for interrompido o nível ou quantidade acumulada no *stock* não será alterado permanecendo constante no nível em que se encontrava no exacto momento em que o fluxo foi interrompido. É necessário um valor do fluxo de saída maior que o do fluxo de entrada para diminuir o nível do *stock*. A importância desta característica não deve ser subestimada porque os agentes decisores, muitas vezes, acreditam que o simples facto de interromper o fluxo para um determinado *stock* é suficiente para que o problema eventualmente causado por nível excessivo do *stock* seja resolvido. Neste caso, o problema apenas estará estabilizado num determinado patamar;
- os *stocks* caracterizam o estado do sistema: muitas variáveis do sistema dependem da evolução dos valores nos *stocks*;
- os *stocks* permitem modelizar atrasos nos sistemas: existe sempre um atraso na evolução do nível de um *stock*. Mesmo em situações em que é previsível que o nível de um *stock* seja alterado de forma instantânea, na realidade existirá sempre um atraso, nem que este seja uma fracção de tempo insignificante e que, por isso, possa ser desprezado tendo em conta a percepção global. Na modelização de

sistemas utilizando os Sistemas Dinâmicos é importante identificar atrasos uma vez que são estes intervalos de tempo que alteram o comportamento do sistema de diferentes formas. A não consideração de um atraso entre uma causa e um efeito poderá originar que um agente decisor não se aperceba da relação causa-efeito que lhes está subjacente;

- os *stocks* permitem realizar um desacoplamento entre as variações dos fluxos de entrada e de saída e criar desequilíbrios dinâmicos. Os *stocks* absorvem as diferenças entre os fluxos de entrada e os de saída permitindo, desta forma, que o fluxo de entrada e o de saída possam diferir. Em equilíbrio, o *stock* mantém-se inalterado. No entanto, os fluxos de entrada e saída podem divergir porque podem ser influenciados por processos de decisão diferentes;
- os *stocks* permitem repartir, interromper ou separar os fluxos: isto é conseguido distinguindo os fluxos de entrada e os de saída. Desta forma, é possível simular situações em que ocorrerem comportamentos de desequilíbrio. Adicionalmente, a separação de fluxos possibilita que os fluxos de entrada e os de saída sejam controlados, de forma independente, por fontes diferentes de informação.

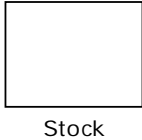
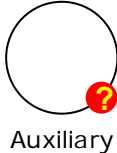
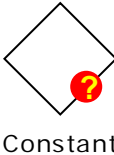
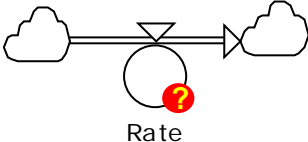

Os fluxos num sistema dinâmico são normalmente o resultado das decisões tomadas pelos agentes decisores ou por fontes de informação externas e fora do controle desses agentes. Como já foi referido sem a existência dos fluxos, o valor dos *stocks* não se alteraria e não existiria qualquer dinâmica em todo o sistema. Assim sendo, os fluxos representam a actividade do sistema e dependem das quantidades e valores presentes nos *stocks*. Por esta razão, os *stocks* aumentam ou diminuem somente através da existência dos fluxos pelo que num modelo dinâmico deverão estar presentes relações entre *stocks* e fluxos.

O software utilizado para a implementação dos modelos dinâmicos desenvolvidos foi o POWERSIM, versão académica, desenvolvido pela empresa *Powersim Corporation*. Este *software* utiliza um conjunto de símbolos para a representação dos diferentes tipos de variáveis que são necessárias para o desenvolvimento dos modelos. Os principais símbolos e respectiva descrição são apresentados na Tabela 5.1 [Powersim\_96], [Powersim\_06].

O POWERSIM incluiu um conjunto alargado de funções que permite a correcta modelização das acções que se pretendem implementar no modelo dinâmico. Nas secções seguintes sempre que sejam utilizadas funções específicas do *software* será realizada uma descrição breve das mesmas. O POWERSIM permite a utilização de quatro métodos de

integração numérica: Euler de 1ª Ordem, Euler de 2ª Ordem, Runge-Kutta de 3ª Ordem e Runge-Kutta de 4ª Ordem com passo de integração fixo.

**Tabela 5.1** – Simbologia utilizada para a implementação dos modelos no POWERSIM.

Simbologia	Descrição
	<p>Representa uma variável definida como um <i>Stock</i>. São variáveis de estado e podem ser considerados como repositórios no qual existe uma acumulação ou uma integração da informação ao longo do tempo e que pode ser passado para outros elementos do sistema, permitindo fornecer uma visão do sistema num determinado instante. Este tipo de variáveis recebe informação das variáveis do tipo fluxo. Se fluxo for contínuo então o valor do <i>Stock</i> F num instante <i>t</i> é dado por:</p> $F_t = F_0 + \int_t^{t+\Delta t} R(t)dt$ <p>Para um fluxo discreto o valor do <i>Stock</i> F é dado por:</p> $F_t = \sum_0^{k=\Delta t} R(t)$ <p>R(t) representa o fluxo ao longo do tempo.</p>
	<p>Representa uma variável auxiliar. Este tipo de variáveis permite incluir operações matemáticas e lógicas, definir entrada de valores para o sistema através de gráficos, tabelas, ficheiros e bases de dados.</p>
	<p>Representam variáveis que assumem valores constantes durante o período de simulação.</p>
	<p>Representam os fluxos de informação relacionados com a variação da sua taxa. Podem receber informação proveniente de <i>Stock</i>, de variáveis auxiliares e de constantes.</p>
	<p>Permite a interligação entre os diferentes tipos de componentes que constituem o modelo indicando o sentido de circulação da informação.</p>

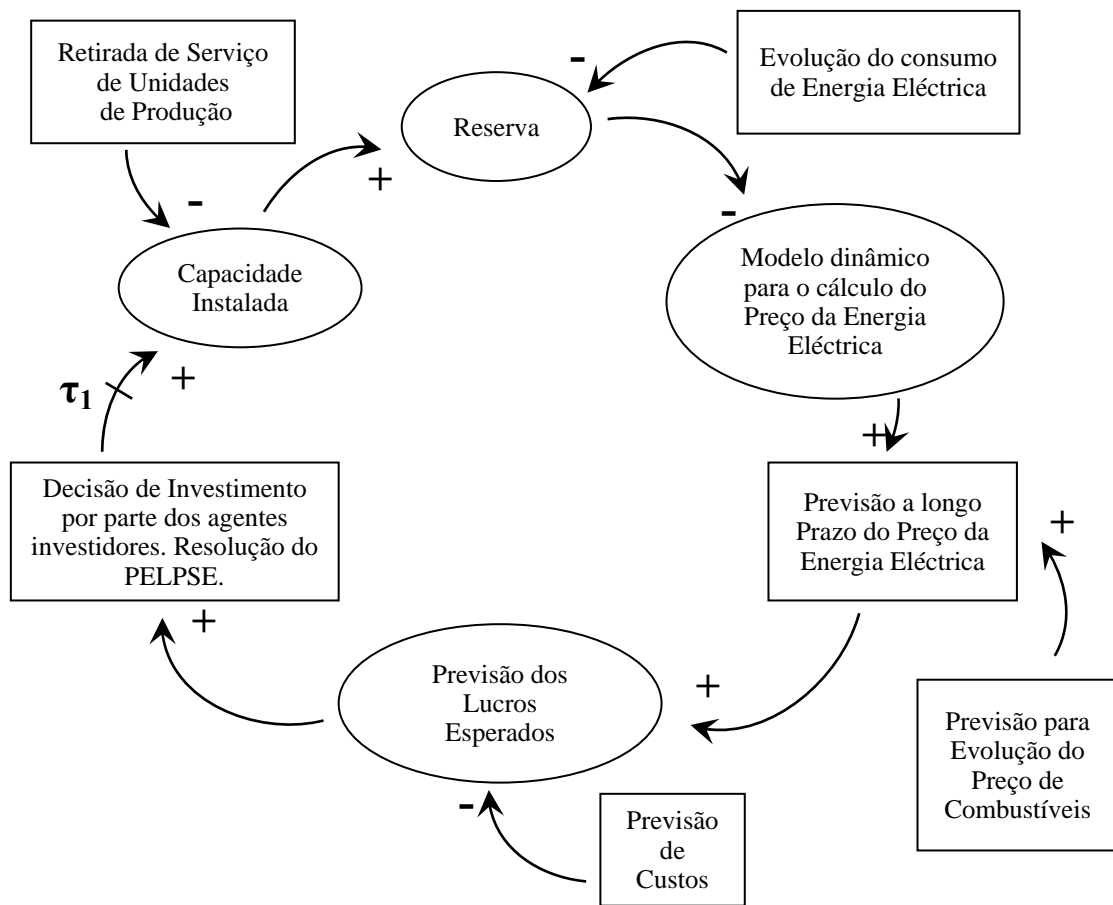
### **5.3.3 Modelo genérico do funcionamento do sector eléctrico**

Na Figura 5.4 é apresentado um diagrama causal genérico que representa as inter-relações existentes entre os diferentes componentes relevantes para o funcionamento do sector eléctrico. Da análise deste diagrama pode-se constatar que existe uma relação causa-efeito positiva entre a evolução da capacidade de produção instalada e o valor da reserva de potência para o sistema. Por outro lado, verifica-se que a retirada de serviço de capacidade de produção tem uma relação causa-efeito negativa em relação ao valor da potência total disponível do sistema. Pode ainda verificar-se que o aumento do consumo provoca a diminuição na capacidade de reserva do sistema e que esta diminuição irá provocar um aumento do preço da energia eléctrica.

Neste tipo de diagramas também são representados os atrasos que possam existir na evolução do sector eléctrico e que poderão ter impacto no comportamento do mesmo. Como exemplo, verifica-se que entre o momento da tomada de decisão em investir em nova capacidade de produção e o momento em que essa capacidade de produção fica disponível existirá um atraso que corresponde ao tempo necessário para a construção e entrada em funcionamento da respectiva unidade de produção.

Assim, tendo em conta este diagrama e relacionando-o com a simulação a longo prazo do funcionamento do sistema eléctrico e mais, em particular, com o problema do planeamento da expansão do sistema produtor, verifica-se que existe um modelo realimentado em que as decisões individuais de investimento obtidas pela resolução do PELPSE determinam a evolução da capacidade instalada que, por sua vez, afecta a reserva. Tendo em conta o sistema produtor existente e a previsão de evolução do consumo, é obtida uma previsão a longo prazo do preço da energia eléctrica certamente afectada pela evolução do preço dos combustíveis. Os preços da energia eléctrica juntamente com a previsão dos custos fixos e variáveis determinam a evolução dos lucros que, finalmente, poderão influenciar as decisões de investimento.

Nas Secções seguintes serão detalhados diversos aspectos associados ao desenvolvimento deste modelo dinâmico.



**Figura 5.4** – Diagrama Causal para a representação das interações existentes no sector eléctrico.

### 5.3.4 Modelização do fornecimento da energia eléctrica considerando diferentes tecnologias

#### 5.3.4.1 Descrição geral

Neste ponto pretende-se apresentar os modelos adoptados para o fornecimento de energia eléctrica, considerando as diferentes tecnologias existentes e que constituem o parque electroprodutor inicial e analisar a evolução do modelo com a entrada de novas unidades de produção. As tecnologias de produção consideradas para o modelo dinâmico são as centrais térmicas, centrais eólicas e centrais hídricas. Relativamente às centrais eólicas e hídricas consideram-se as características particulares do seu funcionamento e, em consequência, a forma como estas podem contribuir para o total da energia eléctrica

produzida em cada período de simulação. Assim, o modelo considera que utilizam recursos renováveis e que, por esta via, podem sofrer uma grande variação na sua produção, resultante da dependência da disponibilidade dos recursos que utilizam.

Numa perspectiva de longo prazo é importante analisar estas tecnologias tendo em conta algumas simplificações. Assim, não serão objecto de análise nesta tese a modelização pormenorizada dos caudais que alimentam as centrais hídricas, pelo que o modelo considera, tendo em conta dados históricos, a contribuição deste tipo de centrais para o total da produção de energia eléctrica em função da capacidade instalada.

Para a produção de energia eléctrica proveniente das centrais eólicas será igualmente considerado o histórico da contribuição das mesmas para a produção total de energia eléctrica para cada ano. O modelo dinâmico desenvolvido permite considerar as variações ao longo do tempo da produção proveniente destes dois tipos de centrais, utilizando para o efeito um modelo estocástico que permite internalizar a influência das variações da contribuição destas centrais para a produção total de energia eléctrica.

Relativamente às centrais térmicas, o modelo dinâmico implementado considera as características económicas e técnicas associadas a este tipo de unidades de produção. A contribuição deste tipo de centrais dependerá das condições de mercado, em particular dos preços resultantes para a energia eléctrica para cada período em análise. A conjugação dos preços da energia eléctrica no mercado com as curvas custo de produção de cada tipo de central permitirá estabelecer a contribuição das mesmas. Como resultado final, é possível obter o factor de utilização de cada uma das unidades de produção.

#### **5.3.4.2 Centrais térmicas**

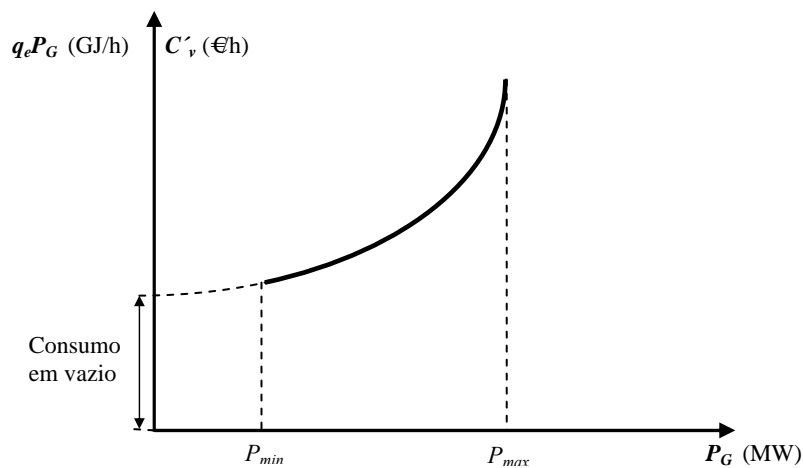
Para o parque electroprodutor, considera-se a existência de diferentes tipos de unidades de produção térmicas. Tendo em conta a realidade nacional e internacional considerou-se a existência de centrais térmicas que utilizam como combustível o carvão e o gás natural. Dentro destas tecnologias existem centrais com características técnico-económicas diferentes, pelo que se modelizam individualmente cada uma das unidades tendo em conta o custo de produção associado a cada uma delas permitindo desta forma que o modelo seja



uma representação o mais detalhada possível da realidade.

Considera-se que num ambiente de mercado, cada uma das unidades de produção irá concorrer com o seu custo marginal, o qual dependerá do nível de produção de cada uma das centrais.

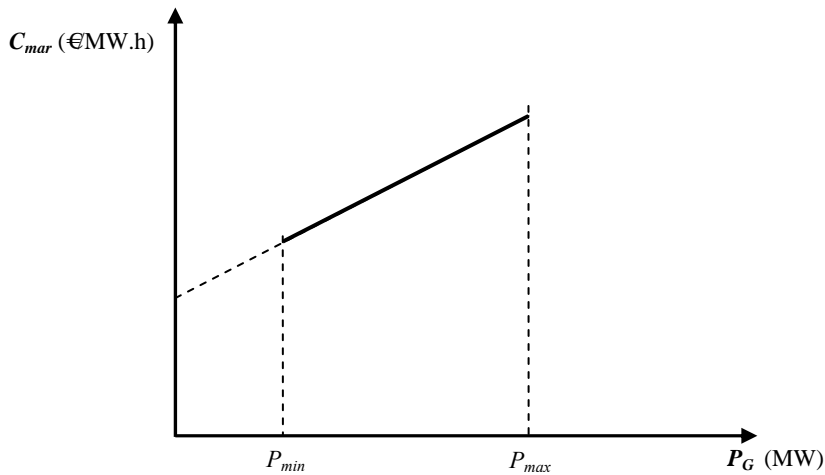
Interessa neste ponto apresentar a forma como o custo marginal associado a cada unidade de produção e respectivo nível de produção é modelizado. Assim sendo, considere-se a Figura 5.5, a qual apresenta o consumo de combustível em função da potência gerada para uma unidade de produção térmica por unidade de tempo.



**Figura 5.5** - Curva de consumo de combustível/produção para uma unidade térmica.

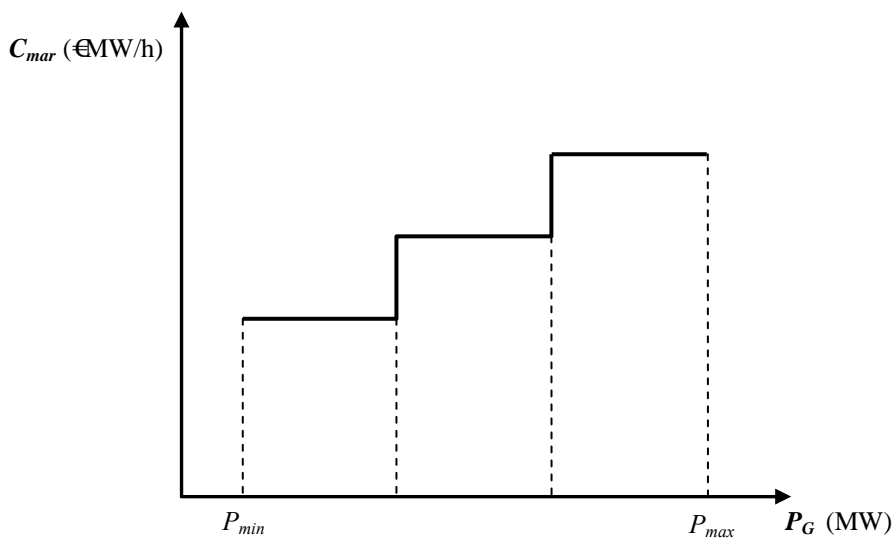
Na Figura 5.5 pode-se verificar que o consumo do combustível não varia linearmente com o valor da produção obtido, podendo por isso ser representada por um polinómio de segundo ou terceiro grau, ou ainda podendo ser linearizada por diversos troços. Importa ainda considerar os limites técnicos de produção, existindo por isso um valor mínimo e um valor máximo para a produção de cada central.

Define-se o custo marginal de curto prazo de uma central (€/MW.h) pela derivada do custo de produção em ordem à potência gerada. Desta forma, este custo depende do consumo específico de combustível e do respectivo custo do mesmo. Assim sendo, se se considerar que a curva de produção de uma central é representada por um polinómio de segundo grau, resulta que o custo marginal poderá ser representado por uma função linear em função da potência gerada, situação representada na Figura 5.6.



**Figura 5.6** – Função de custo/produção linearizada para uma unidade térmica.

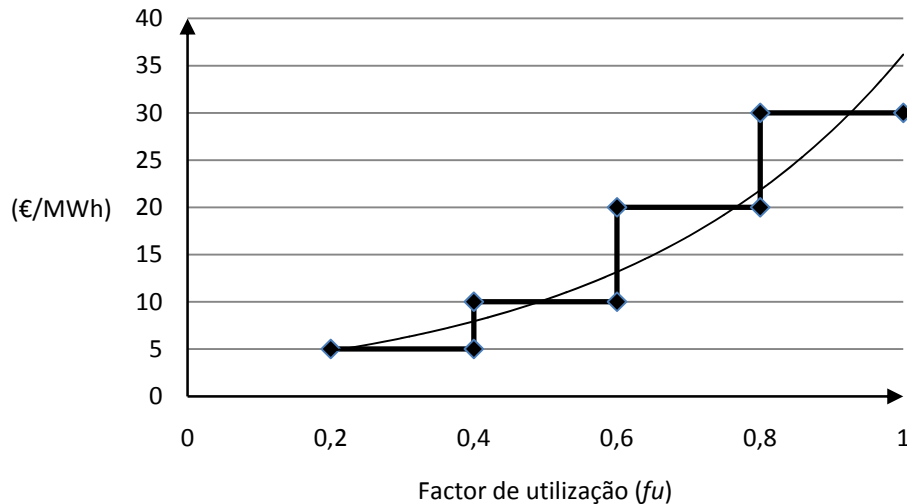
Para o modelo dinâmico desenvolvido, considerou-se que a curva de custos de produção de cada unidade térmica será aproximada e representada por vários segmentos lineares e que a cada um desses segmentos corresponderá um custo marginal constante. A Figura 5.7 ilustra esta aproximação considerando três níveis de custos marginais. Dependendo da tecnologia e da capacidade instalada em cada unidade, esta representação poderá ser adaptada considerando mais segmentos permitindo, desta forma, uma melhor aproximação da curva real.



**Figura 5.7** – Representação da curva custo/produção por troços para uma unidade térmica.

Para as unidades térmicas, o modelo dinâmico para o funcionamento do mercado de energia competitivo pretende modelizar a evolução do factor de utilização de cada uma das tecnologias ao longo do período de simulação. Esta informação será depois utilizada na

formulação do problema de expansão do sistema electroprodutor apresentado no Capítulo anterior. Desta forma, o modelo considera a representação da evolução do custo marginal de produção em função do factor de utilização. Fazendo uma normalização dos diferentes patamares de produção em relação à potência máxima instalada, cada unidade de produção irá ser representada por uma relação entre o custo marginal e o factor de utilização, situação ilustrada na Figura 5.8.



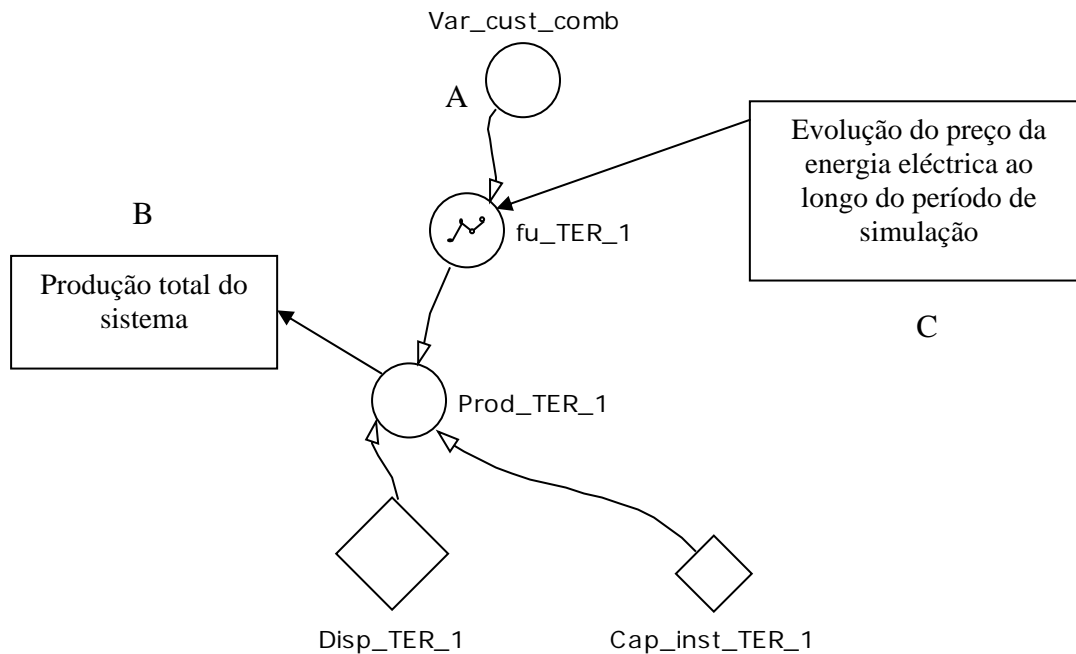
**Figura 5.8** – Função custo marginal de produção normalizada para uma unidade de produção térmica.

Como já foi referido, as unidades de produção serão representadas no modelo dinâmico de forma individual ou de forma agregada, quando se tratarem de centrais com as mesmas características operacionais. Assim, é necessário estabelecer as curvas de custo marginais de produção, quer para as unidades já existentes, quer para as novas unidades a instalar resultantes do plano de expansão.

A produção de cada uma das unidades e respectiva contribuição para o total da energia eléctrica produzida irá depender dos seguintes factores: capacidade instalada (MW), disponibilidade das centrais no longo do ano (h/ano) e preço da energia no mercado que, por sua vez, influencia o factor de utilização de cada uma das unidades. A disponibilidade de cada uma das unidades de produção dependerá das acções de manutenção e respectiva duração a que cada unidade necessita de ser submetida. Dependendo do objectivo a atingir, os períodos do horizonte de planeamento podem ser discretizados em horas, semanas ou meses, podendo o modelo dinâmico obter a produção de cada central em períodos horários,

semanais, mensais ou anuais.

Tendo em conta estes aspectos, a Figura 5.9 representa o modelo dinâmico associado a cada uma das unidades de produção térmica.



**Figura 5.9** - Estrutura do modelo dinâmico para a simulação da produção de uma central térmica.

A produção da unidade Térmica\_1 será dada pela expressão (5.8). Uma vez obtida esta informação de todas as unidades térmicas, a produção total por via térmica é obtida no bloco B.

$$Prod\_TER\_1 = Disp\_TER\_1 \cdot Cap\_inst\_TER\_1 \cdot fu\_TER\_1 \quad (5.8)$$

Nesta expressão:

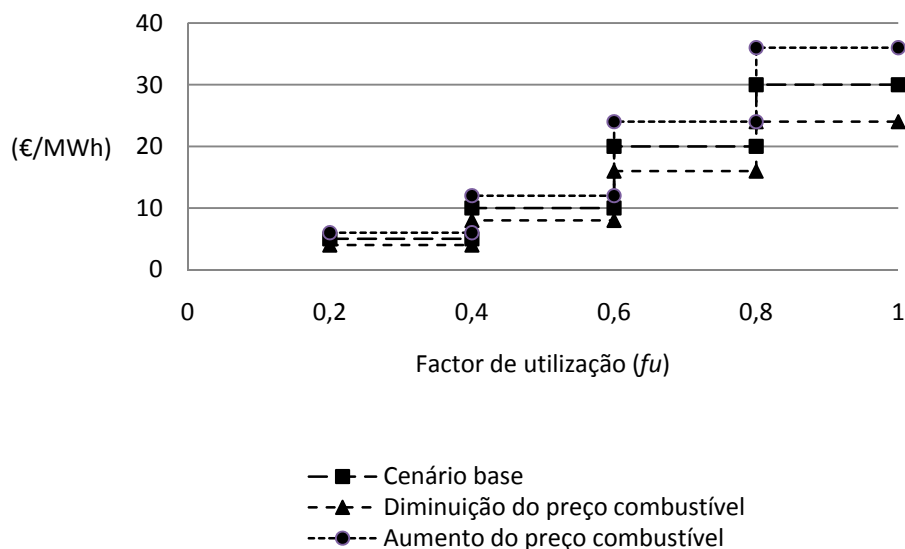
*Prod\_TER\_1* - representa a produção proveniente da unidade de produção térmica\_1 para um determinado período *t* (MW.h);

*Cap\_inst\_TER\_1* - representa a capacidade instalada na unidade de produção térmica\_1 (MW);

$Dip\_TER\_1$  - representa a disponibilidade da unidade de produção térmica\_1 (h/ano);

$fu\_TER\_1$  - representa o factor de utilização normalizado da unidade de produção térmica\_1 (h)

O modelo permite modelizar de forma dinâmica a evolução dos custos do combustível utilizado. Considerando a evolução prevista para o preço de combustível, é possível para cada período em análise alterar a curva que relaciona o factor de utilização com o preço que resulta do mercado para a energia eléctrica. Para tal, é necessário alterar os dados de entrada do modelo no ponto A do diagrama anterior que representa a variação dos custos do combustível previstos ( $Var\_cust\_comb$ ). A Figura 5.10 apresenta a curva do custo marginal de produção em função do factor de utilização, considerando três cenários para o valor do custo do combustível.



**Figura 5.10** - Função custo/produção normalizada para uma unidade de produção térmica e para diferentes valores do custo dos combustíveis.

Se o preço do combustível aumentar verifica-se que, para o mesmo factor de utilização, se obtém um custo marginal maior. Isto significa que, para a unidade produtora ser despachada com o mesmo nível de produção, o preço da energia eléctrica no mercado deverá aumentar. Se o custo do combustível diminuir então, com o mesmo preço de mercado, poder-se-á ter a unidade de produção com um factor de utilização mais elevado e,

em consequência, ter um valor de produção maior.

O modelo também permite considerar a possibilidade de haver alterações nas centrais já existentes que impliquem uma melhoria da sua eficiência e/ou aumento da capacidade instalada. Neste caso, a curva que relaciona o custo marginal de produção com o factor de utilização associado à respectiva central e o valor da potência instalada deverão ser alterados. A influência destas alterações pode ser introduzida de forma automática no modelo, bastando para isso identificar o período a partir do qual essas alterações deverão ser consideradas.

A integração das novas centrais a instalar que resultarem dos planos de expansão preparados pelos investidores é realizada introduzindo no modelo as características técnico-económicas associadas às mesmas. Esta versatilidade do modelo dinâmico constitui uma das grandes vantagens quando comparada com a utilização de outros modelos utilizados para representar a evolução do sector num ambiente competitivo.

Como resultado final obtém-se a evolução da produção proveniente de cada uma das centrais térmicas. O valor da produção de cada central térmica é depois adicionado ao valor da produção de todas as outras centrais para se obter a produção total do sistema produtor no bloco B da Figura 5.9. A evolução do preço da energia eléctrica terá uma influência muito importante na evolução do factor de utilização da unidade de produção, sendo por isso um parâmetro de entrada para o modelo apresentado. No diagrama da Figura 5.9 este aspecto corresponde ao bloco C.

#### **5.3.4.3 Parques eólicos**

A produção proveniente dos parques eólicos é considerada como sendo produção em regime especial, pelo que não está sujeita às condições de mercado para que os mesmos sejam chamados a produzir. Neste contexto, sempre que o recurso primário esteja disponível, o Operador do Sistema deve incluir essa produção, excepto em situações em que a mesma possa por em causa a segurança e qualidade de serviço associada à exploração do sistema eléctrico. Como a produção dos parques eólicos depende da energia

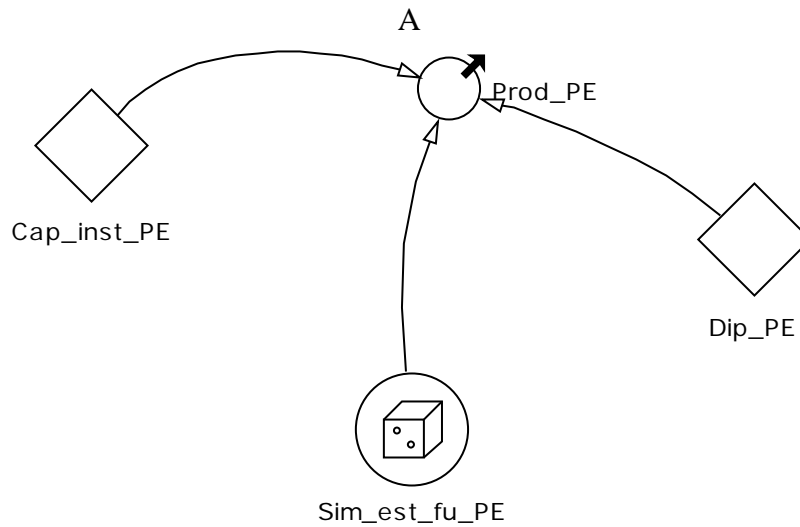
primária utilizada, o vento, é necessário que o modelo desenvolvido permita ter em conta as características do mesmo que se traduzem por uma grande volatilidade ao nível da sua disponibilidade, o mesmo acontecendo com as suas características, velocidade e direcção.

Com o objectivo de modelizar a produção proveniente dos parques eólicos considerando a potência instalada em cada ano e tendo em conta os dados históricos associados à contribuição da produção dos parques para o total da energia produzida, procura-se reproduzir as variações que lhe estão associadas.

Tendo em conta a situação nacional e analisando os dados disponibilizados pelo Operador do Sistema é possível verificar que, nos últimos anos, a contribuição da produção de energia eléctrica proveniente dos parques eólicos correspondeu a um valor que se situa entre 20 % e 30 % em relação à energia máxima de produção que seria possível produzir. A energia máxima que seria possível produzir considera a potência total instalada em parques eólicos e a disponibilidade dos mesmos, ou seja tem em conta os períodos de manutenção a que os mesmos são submetidos ao longo do ano. Neste caso, considera-se que o número de horas em que os parques estão indisponíveis para produzir energia eléctrica é, em média, de 336 horas (corresponde a duas semanas), pelo que o número anual de horas de disponibilidade é de 8592 horas.

Assim sendo, o modelo permite simular a produção horária tendo em conta a volatilidade existente. Para isso, o modelo considera um intervalo de integração de 1 hora e considera também a potência instalada em cada ano. Depois, através de um processo estocástico, simula a variação da produção de forma aleatória num intervalo entre 20 % e 30 % da capacidade máxima de produção. Em cada ano, o modelo permite actualizar o valor da potência instalada tendo em conta a entrada ou saída de unidades de produção.

Na Figura 5.11 apresenta-se a estrutura e os componentes que constituem o modelo dinâmico implementado para modelizar a produção dos parques eólicos para um ano. Neste diagrama a seta incluída no ponto A significa que os resultados da simulação são enviados para uma base de dados externa ao *software* utilizado para a realização da simulação dinâmica.



**Figura 5.11** – Estrutura do modelo dinâmico para a simulação da produção eólica.

A relação entre os diferentes factores que permitem obter a evolução da produção de energia através dos Parques Eólicos é dada pela expressão (5.9).

$$Prod\_PE = Cap\_inst\_PE \cdot Dip\_PE \cdot Sim\_est\_fu\_PE \quad (5.9)$$

Nesta expressão:

*Prod\_PE* - representa a produção proveniente dos Parques Eólicos para um determinado período  $t$  (MW.h/t);

*Cap\_inst\_PE* - representa a capacidade instalada em Parques Eólicos (MW);

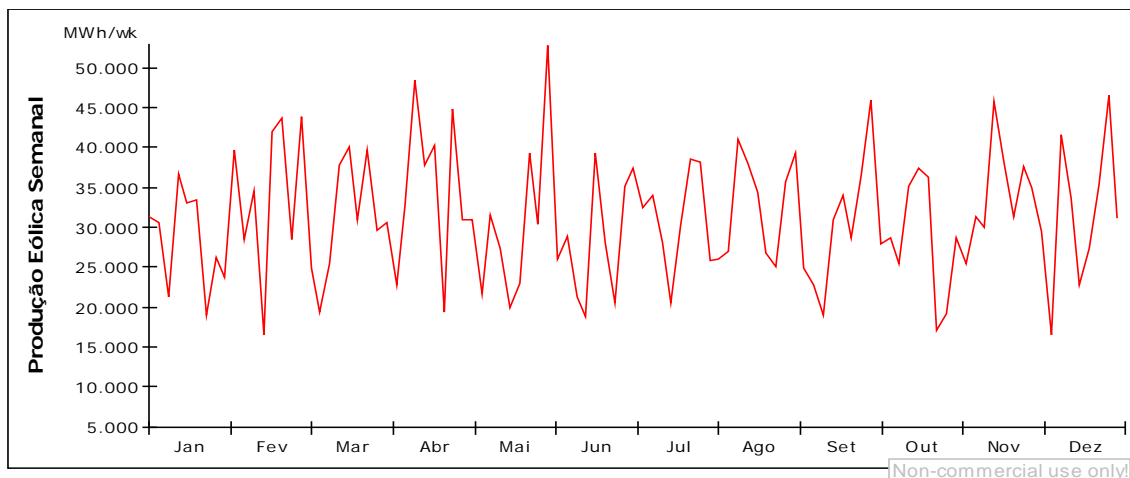
*Dip\_PE* - representa a disponibilidade dos Parques Eólicos (h/ano);

*Sim\_est\_fu\_PE* - representa o sub-modelo para simular o factor de utilização dos Parques Eólicos [0,..., 1].



### **Exemplo 5.1**

Na Figura 5.12 apresenta-se o resultado da simulação utilizando o modelo anteriormente apresentado para a produção de energia eléctrica ao longo de um ano. Para uma melhor percepção da figura optou-se por fazer uma representação semanal dos valores das produções. Neste exemplo considerou-se uma potência instalada de 1000 MW sendo o factor de utilização obtido pela extracção de amostras de uma função de distribuição de probabilidades Normal com média igual a 25% e desvio padrão 5%.



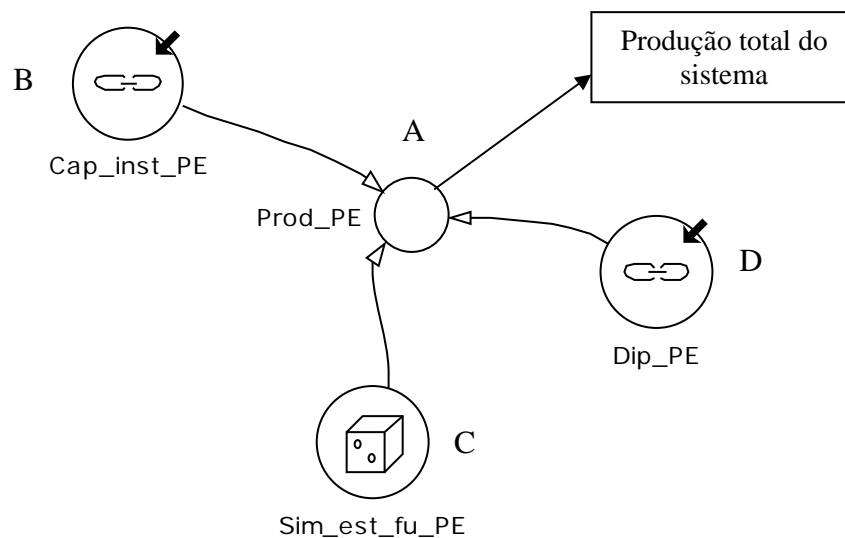
**Figura 5.12** – Resultado da simulação para um ano considerando a produção semanal dos Parques Eólicos.

Analisando esta figura pode-se constatar que ocorrem variações da produção de energia disponibilizada pelos parques eólicos ao longo do ano. Estas variações de produção vão depois influenciar o valor total da energia produzida pelo restante sistema produtor, permitindo desta forma incluir o seu impacto no comportamento dinâmico do sistema no seu global. Estas variações têm igualmente impacto na determinação do preço previsto para a energia eléctrica e também na produção que será necessário obter das centrais térmicas, afectando por isso o seu factor de utilização e, em consequência, os lucros obtidos para esses investimentos.

Neste modelo não foi considerada a sazonalidade associada à variação da produção de energia pelos parques eólicos. Importa realçar que o objectivo da modelização dinâmica do funcionamento do sistema passa por avaliar a influência desta produção no valor da produção total que permita responder ao consumo solicitado para cada período e, em

consequência, o impacto na variação dos preços de energia eléctrica.

Na Figura 5.13, apresenta-se o modelo completo para a simulação dinâmica da produção dos parques eólicos considerando agora vários anos.



**Figura 5.13** - Representação do modelo para a simulação dinâmica da Produção dos Parques Eólicos.

Para realizar uma análise dinâmica a longo prazo o modelo inclui as possíveis alterações em alguns dos parâmetros considerados. No bloco B do diagrama representa-se a capacidade instalada em parques eólicos. Para os períodos em análise considera-se que existe a possibilidade de haver novas unidades de produção a serem instaladas e, como consequência, esta nova capacidade instalada influencia o valor da energia produzida em cada período. Desta forma, é possível incluir as novas unidades de produção de forma dinâmica e automática à medida que a simulação vai decorrendo, necessitando para isso de se conhecer em que período é que essa nova capacidade fica disponível e qual o valor da potência a instalar. A evolução do valor de nova capacidade a instalar é representada pela seta que figura no bloco B deste diagrama, a qual representa a ligação a uma folha Excel, onde é possível colocar a informação correspondente ao período em que a nova capacidade fica disponível e o valor da capacidade adicionada.

Também é possível definir valores para a disponibilidade a considerar para os diferentes parques eólicos para cada período (bloco D do diagrama). Este valor pode depender da

evolução das tecnologias utilizadas nos parques eólicos. Relativamente ao factor de utilização, neste modelo considera-se que a sua representação é igual para todos os períodos. No entanto, se for considerado que, devido a alterações climáticas, estes valores devem ser diferentes o modelo permite incluir essa variação no bloco C do diagrama da Figura 5.13.

No bloco A é obtida a produção de energia eléctrica proveniente dos parques eólicos, a qual é influenciada pela capacidade instalada em cada período em análise, pela disponibilidade dos parques e pelo factor de utilização.

### **Exemplo 5.2**

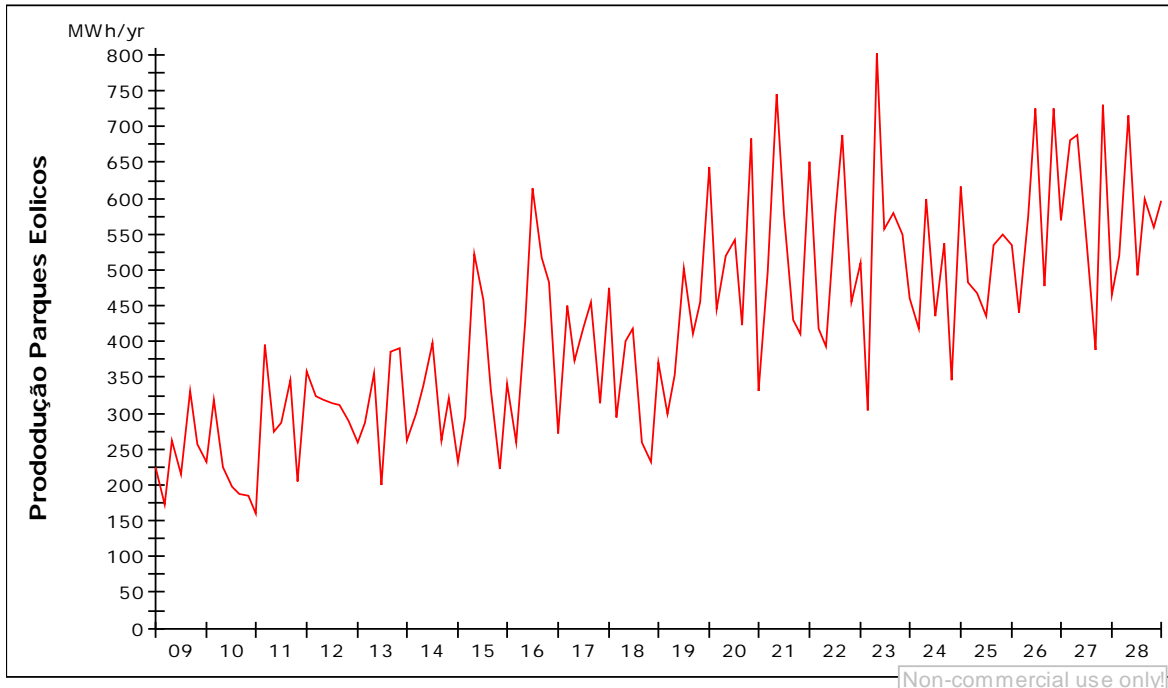
*A título de exemplo, a Tabela 5.2 apresenta informação sobre a evolução da capacidade instalada em parques eólicos até 2028 preparada para ser introduzida no modelo dinâmico.*

**Tabela 5.2** – Evolução da potência a instalar ao longo do período de simulação.

Ano	Potência instalada em Parques Eólicos (MW)
2009	1000
2010	1200
2011	1200
2012	1500
2013	1500
2014	1500
2015	1800
2016	1800
2017	2000
2018	2000
2019	2000
2020	2300
2021	2300
2022	2500
2023	2500
2024	2500
2025	2700
2026	2700
2027	3000
2028	3000

*Utilizando estes valores, a Figura 5.14, representa o resultado da utilização do modelo*

tendo em conta um período de simulação de 20 anos, apresentando os valores de produção por ano e considerando os valores que os parâmetros podem assumir anteriormente apresentados.



**Figura 5.14** - Evolução da produção eólica por ano para um período de simulação de 20 anos.

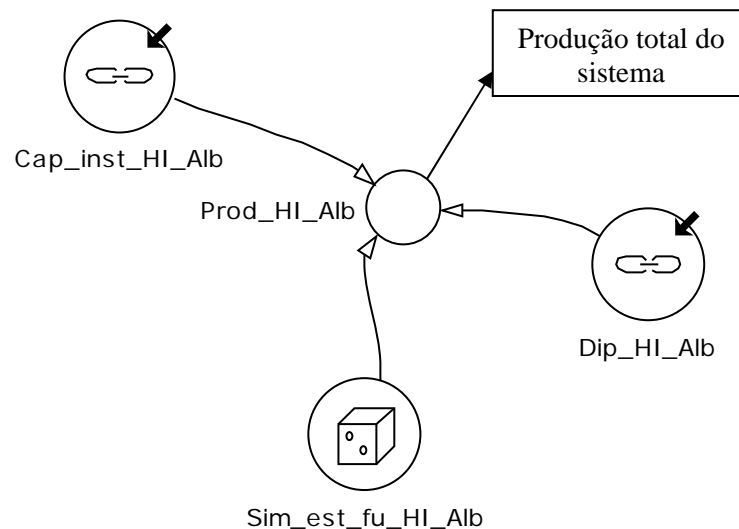
*Da análise da Figura 5.14 pode-se constatar que à medida que a potência instalada aumenta o valor da produção proveniente dos parques eólicos também aumenta, mantendo-se, no entanto, a variação da mesma ao longo do tempo.*

#### **5.3.4.4 Centrais hídricas**

Para a modelização da produção proveniente das centrais hídricas utiliza-se um processo idêntico ao utilizado para a modelização da produção eólica. Considera-se um modelo em que se agregam todas as unidades de produção hídrica com capacidade de armazenamento, centrais de albufeira, e um outro modelo para as centrais hídricas de fio de água. Esta separação permite utilizar um processo estocástico com parâmetros diferentes para a modelização do factor de utilização para cada um dos tipos de centrais. Na implementação destes modelos também não é tida em conta a sazonalidade associada à produção hídrica uma vez que o objectivo principal passa por avaliar a produção destas centrais e respectiva

influência no valor da produção total do sistema e, em consequência, a influência que a mesma terá no comportamento da evolução dos preços da energia eléctrica e no factor de utilização das centrais térmicas para um determinado período de simulação face ao consumo total previsto.

A Figura 5.15 representa o modelo dinâmico associado à modelização dinâmica das centrais hídricas com capacidade de armazenamento. O valor da produção obtido será influenciado pelo valor da capacidade total instalada neste tipo de centrais para cada período, pelo factor de utilização resultante do processo estocástico e pela disponibilidade média anual das centrais. A expressão (5.10) permite obter o valor da produção hídrica em centrais de albufeira.



**Figura 5.15** - Representação do modelo para a simulação dinâmica da produção proveniente das centrais hídricas de albufeira.

$$Prod\_HI\_Alb = Cap\_inst\_HI\_Alb \cdot Dip\_HI\_Alb \cdot Sim\_est\_fu\_HI\_Alb \quad (5.10)$$

Nesta expressão:

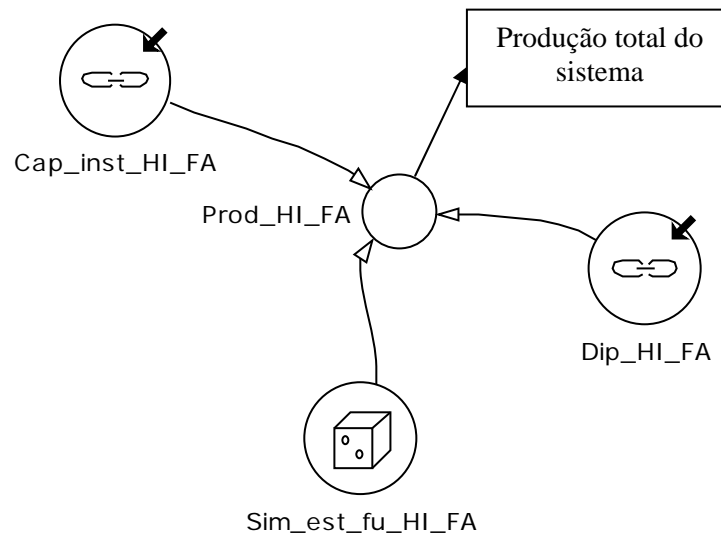
*Prod\_HI\_Alb* - representa a produção proveniente das centrais hídricas com albufeira para um determinado período *t* (MW.h);

- Cap\_inst\_HI\_Alb* - representa a capacidade instalada proveniente das centrais hídricas com albufeira (MW);
- Dip\_HI\_Alb* - representa a disponibilidade proveniente das centrais hídricas com albufeira (h/ano);
- Sim\_est\_fu\_HI\_Alb* - representa o sub-modelo para simular o factor de utilização proveniente das centrais hídricas com albufeira.

Neste modelo é possível considerar que o valor da potência instalada neste tipo de centrais sofre alterações ao longo do período total da simulação. Desta forma, os dados correspondentes a esta variação são introduzidos de forma automática através da variável auxiliar que representa a capacidade instalada, sendo para isso necessário indicar em que momento essa alteração irá ocorrer. O valor da disponibilidade das centrais será determinado tendo em conta os tempos médios anuais para a realização de tarefas de manutenção e de reparação. A simulação estocástica do valor do factor de utilização a utilizar pelo modelo é descrito através de uma função de distribuição de probabilidades normal para a qual é definido o valor médio a considerar e o respectivo desvio padrão. Tendo em conta o valor destes parâmetros, o modelo extrai valores para o factor de utilização de uma forma aleatória durante o processo de simulação. Desta forma, consegue-se modelizar as variações ao longo do ano associadas à produção de energia por parte das centrais hídricas de albufeira.

Como foi referido anteriormente, optou-se por desagregar as centrais de fio de água, com o objectivo das mesmas serem modelizadas com parâmetros associados ao factor de utilização diferentes dos considerados para as centrais de albufeira e, também, para permitir que a evolução do valor da capacidade instalada possa ser considerada separadamente. Esta desagregação permitirá aumentar o realismo do modelo global tornando-o mais adaptado à representação de sistemas produtores reais. O modelo dinâmico para as centrais a fio de água apresenta uma constituição em tudo idêntica ao apresentado para as centrais de albufeira. A Figura 5.16 representa o diagrama para o modelo dinâmico para as centrais hídricas de fio de água. A produção de energia eléctrica é

calculada de forma análoga à das centrais de albufeira considerando-se uma expressão semelhante a (5.10).



**Figura 5.16** - Representação do modelo para a simulação dinâmica da produção proveniente das centrais hídricas de fio de água.

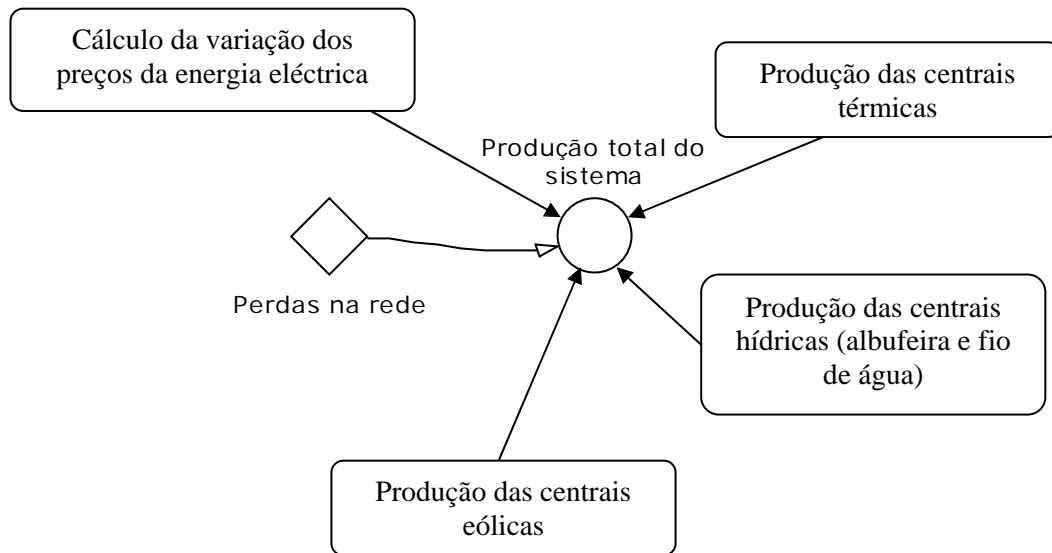
#### 5.3.4.5 Modelo dinâmico para o cálculo da evolução da produção considerando todas as unidades do sistema

A evolução dinâmica da produção de todas as unidades disponíveis no sistema é obtida pela expressão (5.11). Nesta expressão  $N$  representa o número de unidades de produção térmicas. Para este cálculo são consideradas as contribuições de cada uma das unidades e é descontado o valor considerado para as perdas associadas ao transporte e distribuição de energia. As perdas na rede estão em percentagem e é uma estimativa fornecida pelo utilizador.

$$\begin{aligned}
 Prod\_Total = & (Prod\_HI\_Alb + Prod\_HI\_FA + Prod\_PE + \\
 & \sum_{n=1}^N Prod\_TER\_n) \cdot (1 - Perdas\_na\_rede)
 \end{aligned}
 \tag{5.11}$$

A Figura 5.17 representa o diagrama do modelo para o cálculo da produção total do sistema e a interligação com as restantes partes do modelo. A evolução dinâmica da produção de energia eléctrica depende da evolução das potências instaladas em cada uma

das tecnologias e é também influenciada pela evolução dos preços da energia no mercado que, como já foi descrito, permitirá definir o factor de utilização das unidades de produção térmicas. O modelo desenvolvido não inclui, nesta fase, a importação ou exportação de energia para outros sistemas. Se tal for considerado relevante para o estudo a realizar, refira-se que é, no entanto, fácil de integrar no modelo o efeito da importação e exportação de energia eléctrica entre dois sistemas adjacentes.



**Figura 5.17** - Representação do modelo para a simulação dinâmica da produção total do sistema e respectivas interligações com os restantes modelos.

### **5.3.5 Modelo dinâmico para a evolução da taxa de crescimento do consumo anual de energia eléctrica**

Considerando a taxa de crescimento do consumo como uma variável estocástica e com o objectivo de simular a sua evolução dinâmica a longo prazo utilizou-se a metodologia designada por Processo de Regressão para a Média. Este processo é também conhecido por Processo Aritmético de Ornstein-Uhlenbeck [Dixit\_94]. A utilização desta metodologia é indicada para o tratamento da incerteza associada à evolução da taxa de crescimento do consumo de energia eléctrica para o longo prazo sendo este processo definido pela expressão matemática (5.12) [Dixit\_94], [Olsina\_06]:

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \delta dz \quad (5.12)$$

Nesta expressão:



$\eta$  - representa a velocidade de regressão do processo para a média;

$\delta$  - representa a volatilidade do processo;

$dz$  - representa um processo de Winner;

$\bar{x}$  - representa o valor da média para qual  $x$  tende a regredir.

De acordo com [Dixit\_94], um processo de Winner é definido como aquele em que uma alteração  $\Delta z$  que afecta uma variável  $z(t)$  no intervalo de tempo  $\Delta t$  satisfaz as seguintes duas condições:

1ª A relação entre  $\Delta z$  e  $\Delta t$  é dada por (5.13). Nesta expressão,  $\varepsilon$  representa uma variável aleatória definida por uma função de distribuição de probabilidade normal com média 0 e desvio padrão 1.

$$\Delta z = \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (5.13)$$

2ª Os valores de  $\Delta z$  para dois intervalos de tempo  $\Delta t$  são independentes.

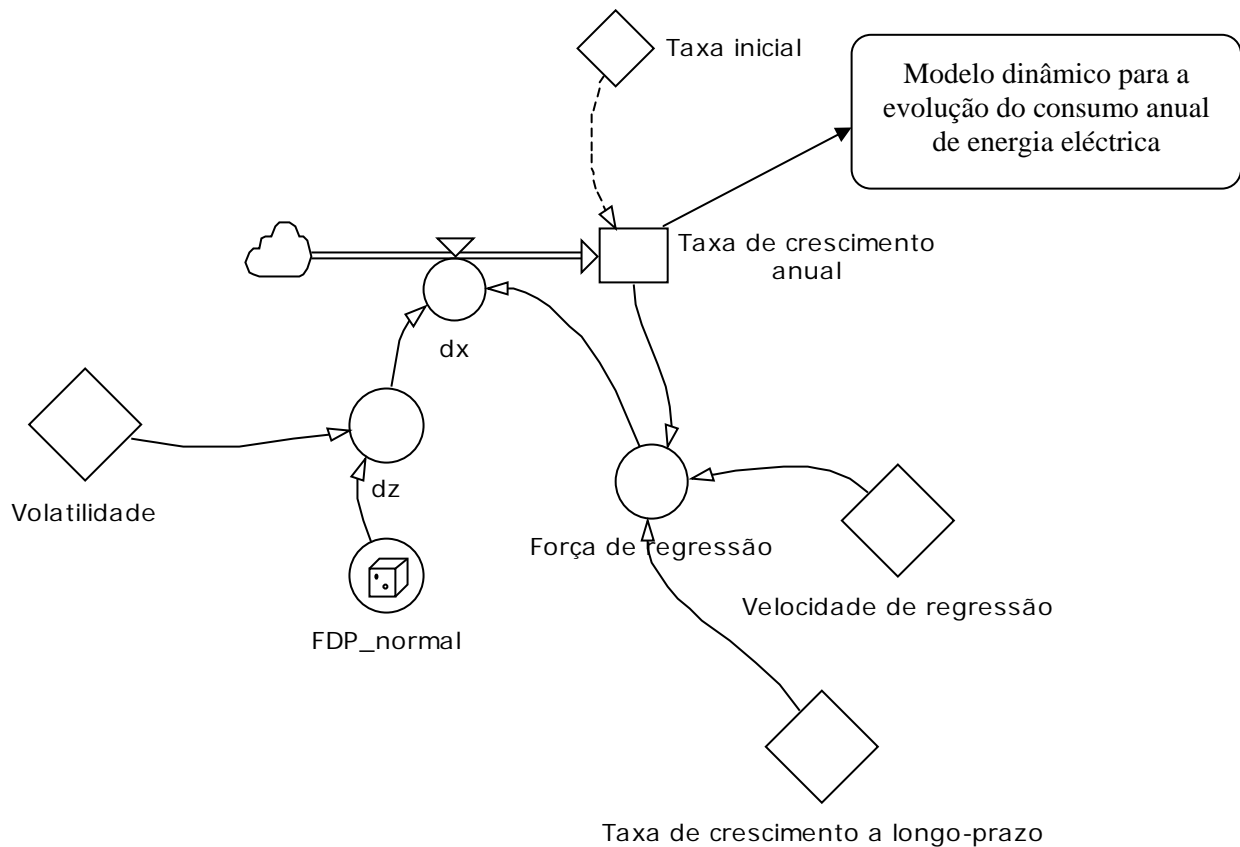
Nestas condições, o valor esperado de  $x$  para um determinado instante  $t$  futuro é determinado por (5.14) em que  $x_0$  é o valor actual de  $x$ . A variância é determinada por (5.15).

$$E[x_t] = \bar{x} + (x_0 - \bar{x})e^{-\eta t} \quad (5.14)$$

$$v[x_t - \bar{x}] = \frac{\delta^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta t}) \quad (5.15)$$

O modelo dinâmico desenvolvido para modelizar a evolução da taxa de crescimento do consumo é apresentado na Figura 5.18. O modelo considera uma taxa inicial prevista para o crescimento do consumo e um valor para o longo prazo. Este valor representa a previsão disponível no período inicial do processo de simulação. A taxa de crescimento prevista

para o longo prazo será também considerada.



**Figura 5.18** - Modelo para a simulação dinâmica da evolução da taxa de crescimento do consumo.

A formulação matemática deste modelo dinâmico é descrita pelas expressões (5.16) a (5.20). A Figura 5.18 permite verificar que a taxa de crescimento anual do consumo é determinada por um nível inicial e por um fluxo de entrada resultante de um processo estocástico. Assim, esta formulação é um exemplo de um Diagrama de *Stoks* e Fluxos tal como detalhado na Secção 5.3.2.

$$F_R = (t_{LP} - t_{cons\_anual}) \cdot \varepsilon_t \cdot \Delta t \quad (5.16)$$

$$d_z = \varepsilon_t \cdot \delta \cdot \sqrt{\Delta t} \quad (5.17)$$

$$d_x = F_R + d_z \quad (5.18)$$

$$t_{cons\_anual} = t_0 + \int_0^T dx dt \quad (5.19)$$

$$\varepsilon_t = RANDOMNORMAL(média, desviopadrão, n^\circ de amostras) \quad (5.20)$$

Nestas expressões:

$t_{LP}$  - taxa de crescimento do consumo prevista para o longo prazo (%/ano);

$t_0$  - taxa de crescimento do consumo para o período inicial (%/ano);

$\varepsilon_t$  - função de distribuição normal;

$\eta$  - velocidade de regressão do processo para a média;

$\delta$  - volatilidade considerada para a variação da taxa de crescimento do consumo;

$F_R$  - força de regressão para a média;

$t_{cons\_anual}$  - taxa de crescimento do consumo anual (%/ano);

$T$  - período considerado para a simulação.

### **Exemplo 5.3**

*Com o objectivo de avaliar a influência dos valores adoptados para os diferentes parâmetros considerados no modelo dinâmico são apresentados em seguida os resultados de algumas simulações. Foram realizadas simulações para diferentes valores da volatilidade e da velocidade de regressão para a média. As taxas de crescimento inicial e a longo prazo foram consideradas iguais e com o valor de 3 %/ano. A simulação foi realizada para um período de 30 anos (2008 até 2037).*

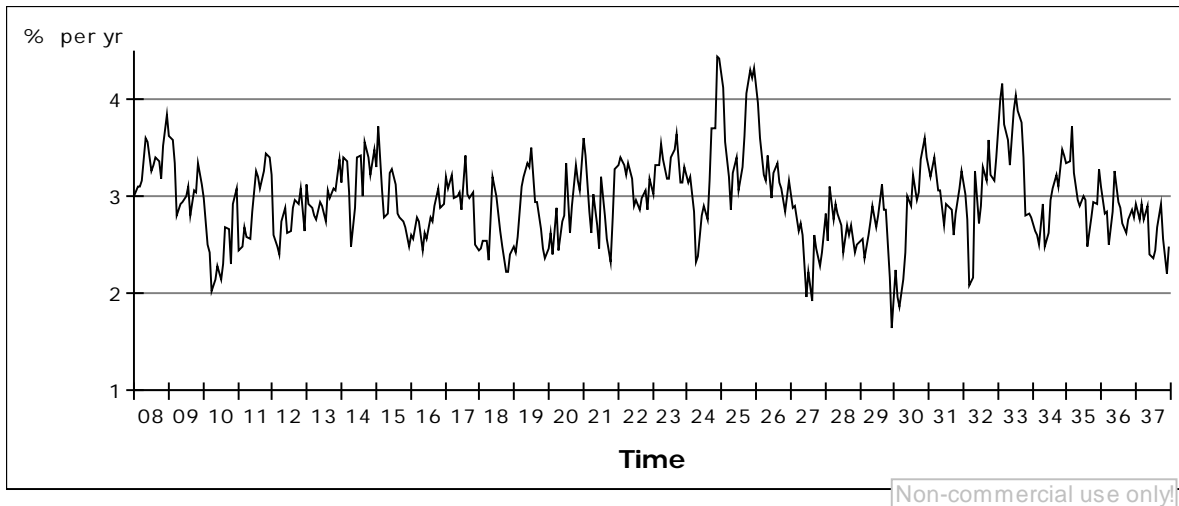


Figura 5.19 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para  $\delta = 0,2$  e  $\eta = 0,2$ .

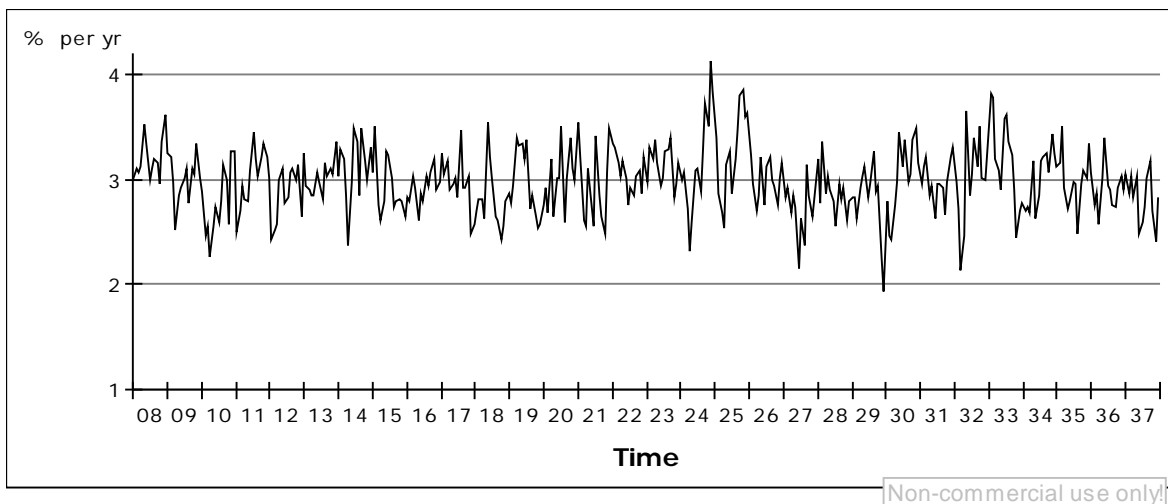


Figura 5.20 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para  $\delta = 0,2$  e  $\eta = 0,5$ .

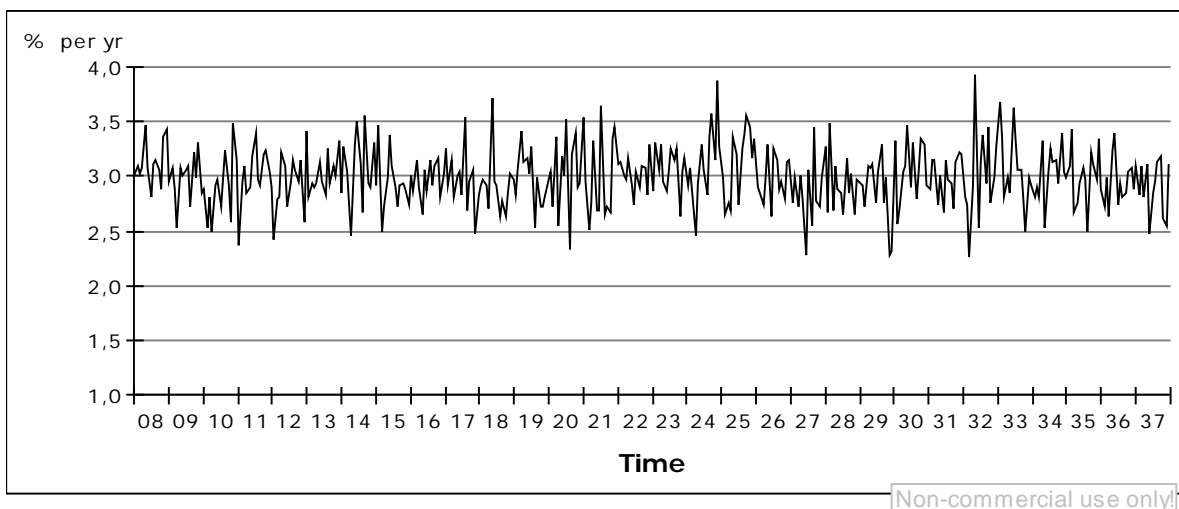
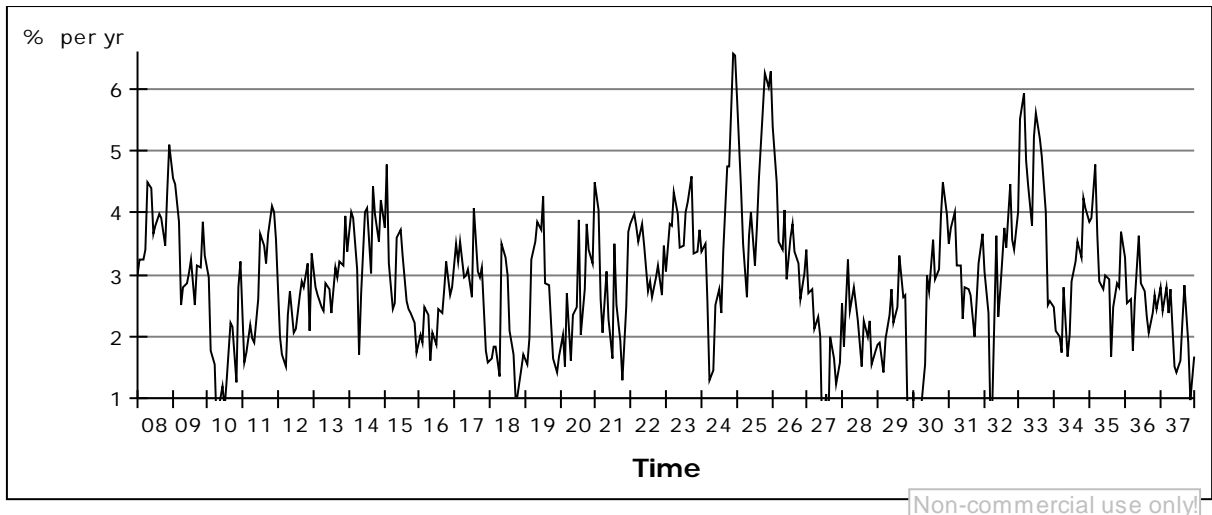
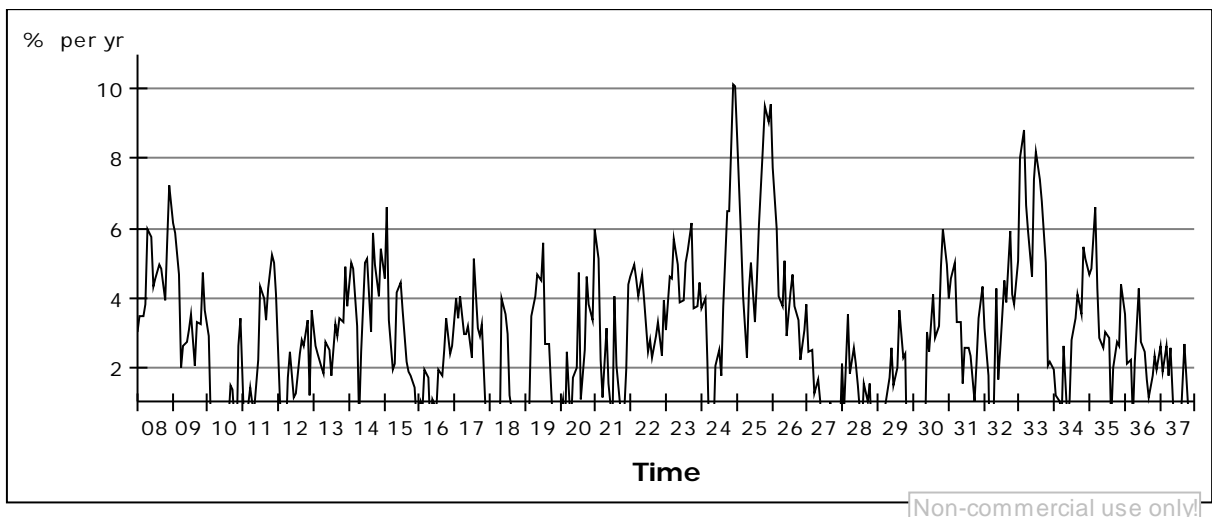


Figura 5.21 - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para  $\delta = 0,2$  e  $\eta = 1$ .

Os resultados apresentados nas Figuras 5.19, 5.20 e 5.21 permitem avaliar o impacto do valor considerado para a velocidade de regressão para a média considerando constante o valor da volatilidade do processo. Verifica-se que à medida que se aumenta o valor da velocidade de regressão para a média se obtém uma maior concentração da taxa de crescimento em torno dos valores considerados para a taxa inicial e para o longo prazo.



**Figura 5.22** - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para  $\delta = 0,5$  e  $\eta = 0,2$ .



**Figura 5.23** - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo para  $\delta = 1$  e  $\eta = 0,2$ .

Os resultados apresentados nas Figuras 5.22 e 5.23 permitem avaliar o impacto que diferentes valores da volatilidade podem ter na evolução da taxa de crescimento do consumo a considerar em cada período, considerando agora que a velocidade de regressão para a média não se altera. Verifica-se que à medida que o valor adoptado para a volatilidade aumenta, ocorrem maiores alterações das taxas de crescimento do consumo.

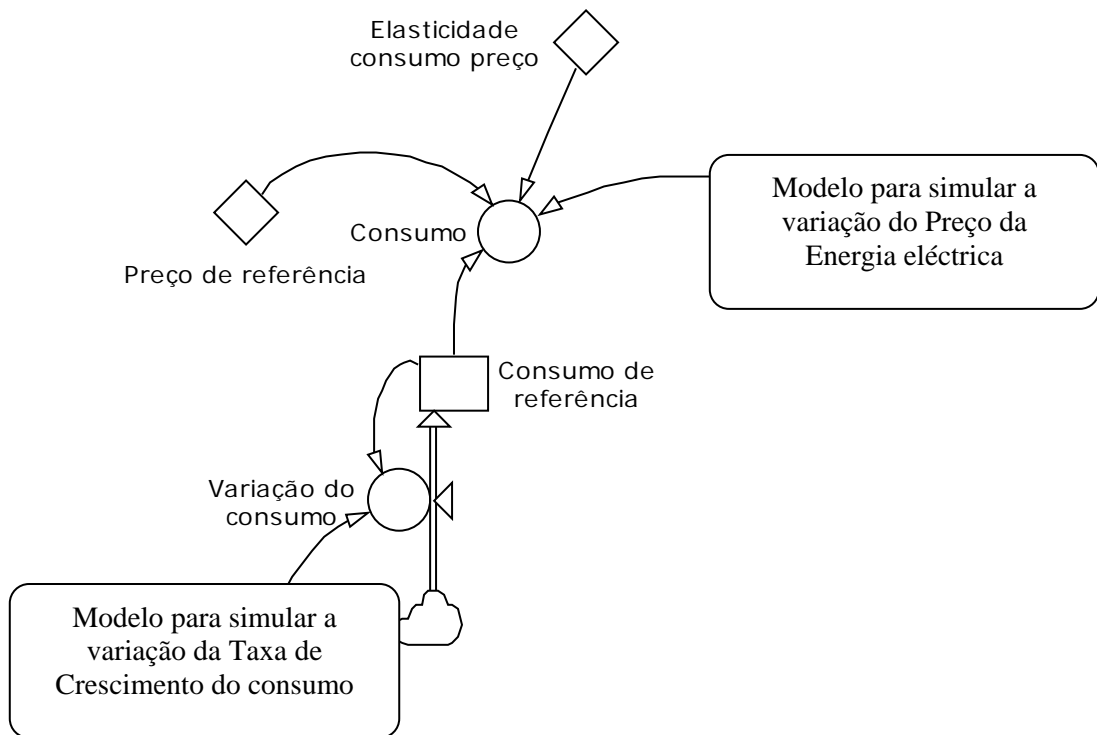
Com os resultados obtidos pode-se constatar que o modelo dinâmico permite avaliar o comportamento da evolução da taxa de crescimento do consumo para diferentes cenários, permitindo, desta forma, quer ao nível da coordenação quer os agentes investidores de forma individual possam realizar estudos de sensibilidade considerando diferentes combinações de valores para estes parâmetros. Neste modelo também é possível considerar valores diferentes para cada período de simulação. A evolução da taxa de crescimento do consumo obtido com este modelo será depois utilizada para modelizar o comportamento dinâmico da evolução do consumo, funcionando como um dos parâmetros de entrada para o respectivo modelo.

### **5.3.6 Modelo dinâmico para a evolução do consumo anual de energia eléctrica**

Nesta secção é apresentado o modelo dinâmico que permite modelizar a evolução do consumo anual de energia eléctrica para o sistema considerado. Como foi referido na secção anterior, um dos parâmetros de entrada para este modelo é a taxa de crescimento anual do consumo, a qual foi modelizada como uma variável estocástica com o objectivo de incorporar no modelo a incerteza associada à sua evolução. Outro parâmetro considerado no modelo é o valor do consumo considerado como referência para a simulação. Este parâmetro assume um valor que representa o consumo anual de energia eléctrica no período anterior ao do início da simulação. Tendo em conta os dados históricos, é então possível estabelecer o valor para este consumo de referência.

Outro parâmetro importante para a evolução dinâmica do consumo é o preço da energia eléctrica no instante inicial e a sua evolução ao longo do período de simulação. O preço de referência no instante inicial é estipulado tendo em conta os dados mais actuais do mercado, procurando-se, desta forma, que o mesmo represente a situação actual do mercado. Por seu lado, a evolução do preço previsto para a energia eléctrica funciona como uma realimentação de informação para o processo, dado que esta informação será obtida através do modelo dinâmico implementado para simular a evolução do preço da energia eléctrica e que irá ser descrito na secção seguinte.

O modelo dinâmico que permite modelizar a evolução do consumo de energia eléctrica é apresentado na Figura 5.24.



**Figura 5.24** – Modelo dinâmico implementado para a determinação da evolução do consumo de Energia Eléctrica.

A formulação matemática do modelo da Figura 5.24 é representada pelas equações (5.21) e (5.22). A equação (5.22) reflecte, tal como se indicou na Secção 5.3.2, um Diagrama de *Stocks* e Fluxos.

$$C_{on} = C_{onref} + \left( \frac{p_t}{p_0} \right)^{E_{CP}} \quad (5.21)$$

$$C_{onref} = C_{onref0} + \int_0^T t_{cons\_anual} \cdot C_{onref0} dt \quad (5.22)$$

Nesta formulação:

$p_t$  - preço médio da energia eléctrica no mercado diário para o período horário  $t$  (€MW.h);

$p_0$  - preço da energia eléctrica no período inicial da simulação (€MW.h);

- $C_{on}$  - consumo de energia eléctrica (MW.h/ano);
- $C_{onref0}$  - consumo de referência para o instante inicial de energia eléctrica (MW.h/ano);
- $C_{onref}$  - consumo de referência de energia eléctrica (MW.h/ano);
- $t_{cons\_anual}$  - taxa de crescimento anual do consumo (%/ano);
- $E_{CP}$  - elasticidade do consumo em relação ao preço;
- $T$  - período considerado para a simulação.

O consumo da energia eléctrica será modelizado através da função Cobb-Douglas representado pela expressão (5.21). Pode-se verificar que a evolução do consumo depende da evolução da relação entre o preço de referência e o preço da energia eléctrica resultante da simulação e da elasticidade do consumo em relação a evolução do preço [Kirschen\_00], [Ghosh\_02], [Fatai\_03].

O conceito de elasticidade é utilizado para medir a reacção dos consumidores perante alterações em variáveis económicas. Por exemplo, para alguns produtos/serviços os consumidores alteram o seu comportamento quando o preço dos mesmos aumenta ou diminui, enquanto que para outros o seu comportamento se mantém inalterado perante a variação no preço. Na primeira situação, classifica-se a procura como elástica enquanto que na segunda situação é classificada como inelástica. O mesmo raciocínio pode ser feito para o comportamento do lado da oferta [Bohi\_84].

Quando a quantidade consumida do produto /serviço diminui muito na sequência de um aumento pequeno do seu preço, tal representa uma elevada sensibilidade da procura relativamente ao seu preço, ou seja uma elevada elasticidade do consumo em relação ao preço, afirmando-se, neste caso, que o bem apresenta procura elástica em relação ao preço. Pelo contrário, quando a quantidade consumida de um produto/serviço diminui pouco, mesmo que o aumento do preço seja elevado, tal representa uma baixa sensibilidade da procura relativamente ao seu preço, ou seja, representa uma baixa elasticidade do consumo em relação ao preço. Neste caso, afirma-se que o bem tem uma procura rígida em relação



ao preço.

Matematicamente, a elasticidade do consumo em relação ao preço pode ser definida como a derivada do consumo em relação ao preço e, de uma forma mais operacional, pode ser calculada pela divisão da variação percentual da quantidade consumida pela variação percentual do preço. O cálculo da elasticidade pode então ser realizado pela expressão (5.23).

$$E_{CP} = \frac{\frac{\Delta Cons}{Cons}}{\frac{\Delta p}{p}} \quad (5.23)$$

Nesta expressão:

$E_{CP}$  - representa o coeficiente de elasticidade do consumo em relação ao preço;

$\Delta Cons$  - representa a variação da quantidade consumida;

$Cons$  - representa a quantidade consumida;

$\Delta p$  - representa a variação no preço;

$p$  - representa o preço.

No caso da elasticidade do consumo em relação ao preço ser superior a 1, verifica-se que a variação percentual na quantidade consumida é superior à variação percentual do preço, o que significa que estamos perante um produto/serviço de procura elástica em relação ao preço. Se, pelo contrário, a elasticidade se situar entre 0 e 1, tal significa que a variação percentual na quantidade consumida é inferior à variação percentual do preço, ou seja, está-se perante um bem de procura rígida em relação ao preço. Quando a elasticidade é 1, diz-se que se está perante um bem de elasticidade unitária.

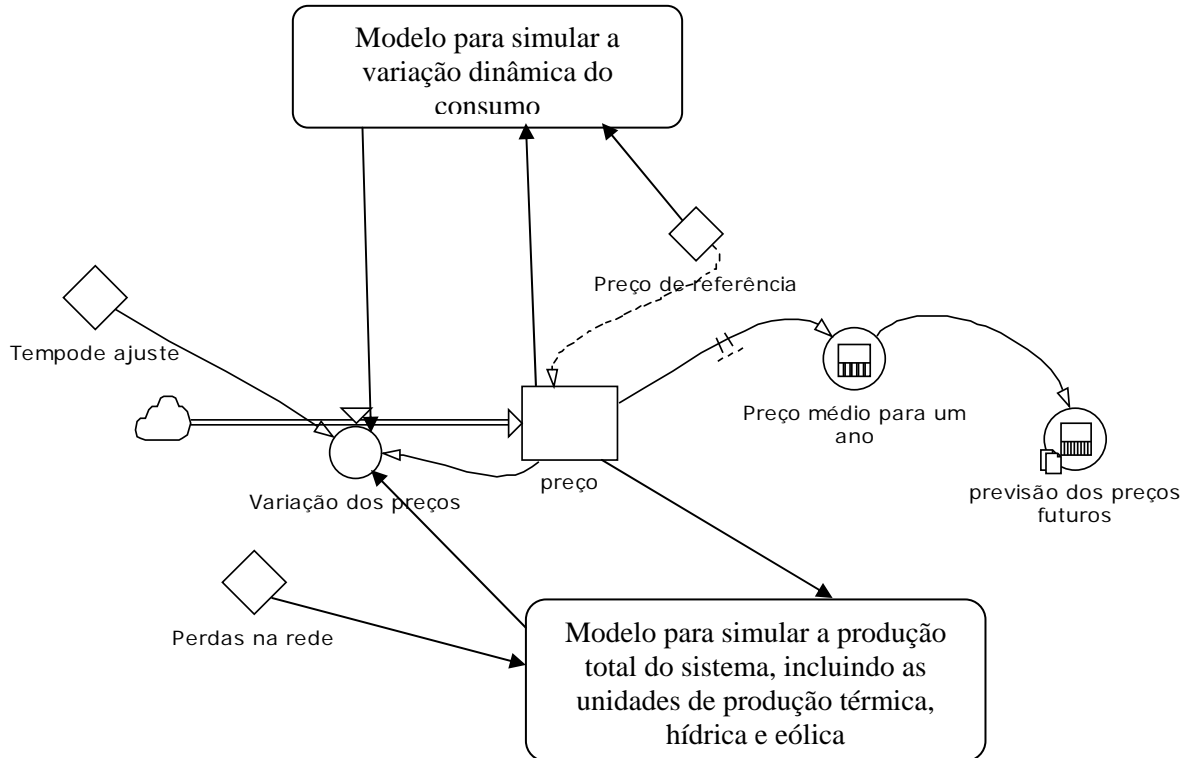
A electricidade é, em especial, um produto com uma baixa elasticidade do consumo em relação ao preço, pelo que, mesmo com preços relativamente elevados, os consumidores não diminuem o seu consumo de forma muito significativa. Este facto, associado aos efeitos do congestionamento das redes de transporte e à necessidade de equilíbrio contínuo

entre a oferta e a procura aumentam a probabilidade de haver grandes distorções e volatilidade nos preços da energia eléctrica. Em [Dahl\_93], [Morgan\_90] e [Patrick\_97] é apresentada uma revisão bibliográfica dos estudos realizados com o objectivo de estabelecer o valor da elasticidade do consumo de energia eléctrica em relação ao preço a considerar para a modelização do consumo de energia eléctrica. Dos resultados obtidos considera-se que, para estudos de longo prazo, a gama de valores a considerar pode variar entre 0,25 e 0,45. No capítulo seguinte são apresentados resultados de estudos de sensibilidade realizados para diferentes valores a considerar para a elasticidade do consumo em relação ao preço.

### **5.3.7 Modelo dinâmico para a evolução do preço da energia eléctrica**

Nesta secção é apresentado o modelo dinâmico que permite avaliar a evolução do preço da energia eléctrica através da simulação do mercado competitivo. Neste modelo utiliza-se a informação disponibilizada pelos modelos anteriormente apresentados, com destaque para a evolução da produção total das unidades consideradas e para a evolução do consumo. Como resultados obtém-se a evolução dos preços da energia eléctrica resultante da interacção dos diferentes subsectores que constituem o sector eléctrico.

A Figura 5.25 apresenta o diagrama do modelo implementado para a determinação da evolução dinâmica do Preço da Energia Eléctrica -  $p_t$ , ao longo do período de simulação. Estabelecido o preço de referência para o instante inicial, a evolução do mesmo ao longo do tempo é determinada pela expressão (5.24). A variação do preço -  $\Delta p_t$  é calculada através de (5.25) que, por sua vez, é influenciada pela relação entre a variação do consumo e da produção para o período  $t$ . A variação do preço no período  $t$  é também influenciada por um factor de ajuste que permite incluir as variações verificadas num período de tempo correspondente à última semana, com o objectivo de atenuar possíveis variações significativas na relação entre a produção e o consumo verificado.



**Figura 5.25** – Representação do modelo implementado para a determinação da evolução dinâmica do Preço da Energia Eléctrica

A formulação matemática para o modelo é então dada por (5.24) a (5.26).

$$p_t = p_0 + \int_0^t \Delta p_t dt \quad (5.24)$$

$$\Delta p_t = p_t + \left( \frac{Cons_t - Prod\_total}{Cons_t} \right) \cdot \frac{1}{T\_ajuste} \quad (5.25)$$

$$p_0 = \text{valor constante} \quad (5.26)$$

Nesta formulação:

- $p_t$  - preço da energia eléctrica no período  $t$  (€MW.h);
- $p_0$  - preço de referência da energia eléctrica no período inicial da simulação (€MW.h);

- $Cons_t$  - consumo total de energia eléctrica para o período  $t$  (MW.h/t);
- $Prod\_total$  - produção total de energia eléctrica para o período  $t$  (MW.h/t);
- $T\_ajuste$  - tempo de ajuste para o cálculo das variações nos preços (horas);
- $\Delta p_t$  - variação dos preços (€/MW.h).

O preço da energia eléctrica  $p_t$  é determinado para o período considerado para a discretização do modelo dinâmico, que pode ser uma hora, uma dia, ou uma semana. No entanto, o modelo permite também calcular o preço médio para um período correspondente a um ano. Esse cálculo é efectuado tendo em conta os valores obtidos para  $p_t$  durante esse período. O *software* utilizado inclui uma função que permite realizar este cálculo de forma automática e dinâmica. A expressão (5.27) apresenta a sintaxe associada à utilização dessa função.

$$p_{med} = SLIDINGAVERAGE(p_t, t_a) \quad (5.27)$$

Os parâmetros de entrada para a função SLIDINGAVERAGE são a indicação da variável para a qual se pretende determinar o valor médio (neste caso  $p_t$ ) e o intervalo de tempo a considerar, para o seu cálculo,  $t_a$ , por exemplo, 1 ano.

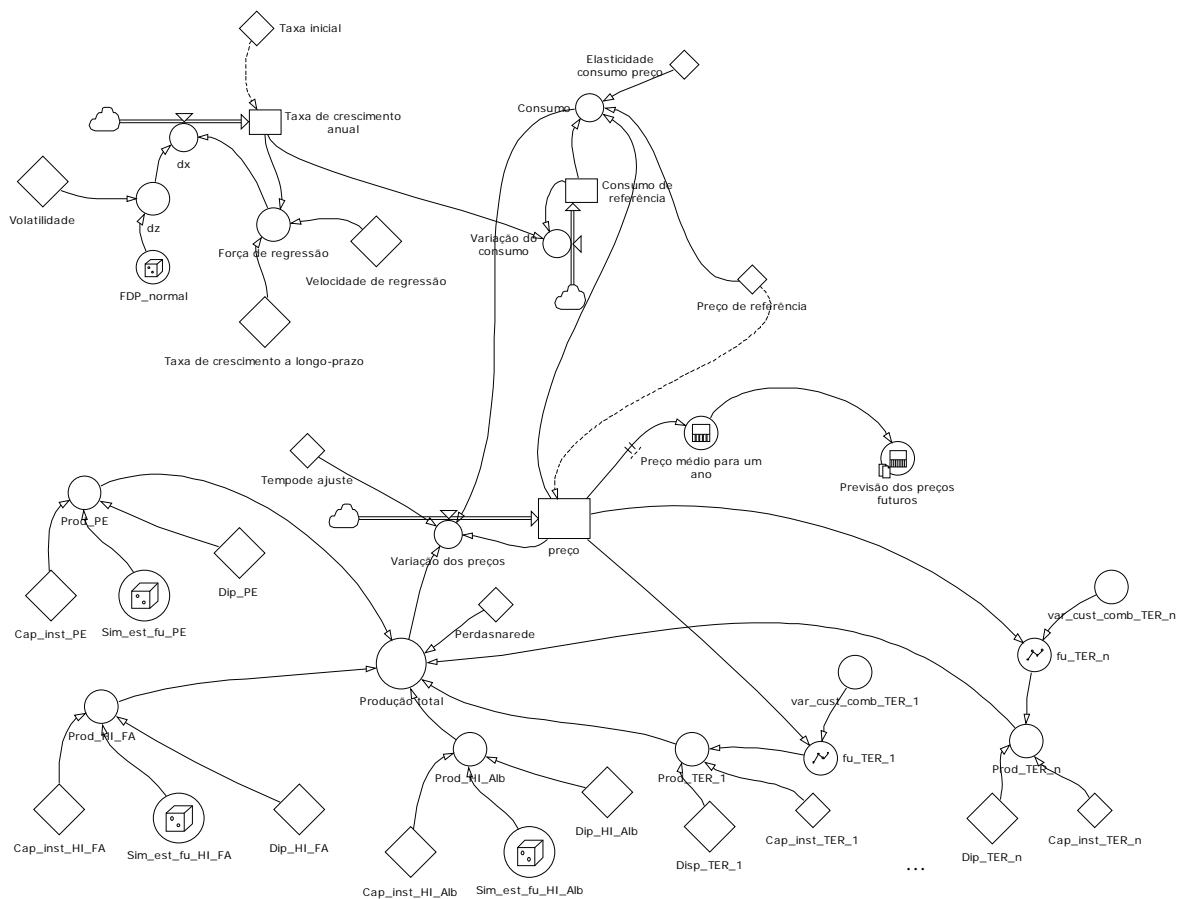
Outra informação importante que se pode obter com este modelo resulta da possibilidade de realizar uma previsão do preço da energia eléctrica tendo em conta a evolução do mesmo num período passado. A função que permite realizar esta previsão é designada por, *FORECAST*. A expressão (5.28) apresenta a forma como a função é utilizada no modelo.

$$p_{IF} = FORECAST(p_{med}, t_b, t_c) \quad (5.28)$$

Os parâmetros de entrada desta função são o preço médio correspondente aos últimos  $t_b$  anos e o intervalo de tempo futuro para o qual se pretende realizar a previsão,  $t_c$  anos. Estes parâmetros podem ser facilmente alterados e a informação obtida através desta função pode depois servir, por exemplo, para os agentes avaliarem o risco associado ao estabelecimento de contratos de venda de energia a longo prazo.

### 5.3.8 Estrutura completa do modelo dinâmico para a simulação do funcionamento do sector eléctrico

Nesta secção é apresentada a estrutura global do modelo dinâmico simulando o funcionamento a longo prazo do sector eléctrico integrando os modelos apresentados nos pontos anteriores. A Figura 5.26 apresenta a estrutura do modelo completo implementado no software POWERSIM. Neste diagrama deverão ser considerados tantos subdiagramas associados a centrais térmicas quantas as centrais deste tipo existentes no sistema produtor apesar de, neste caso, e para melhor compreensão, se considerar de forma genérica a central TER\_1 e a central TER\_n.



**Figura 5.26** – Representação do diagrama do modelo global para a simulação dinâmica do funcionamento do sector eléctrico.

Da observação desta figura é possível identificar as inter-relações estabelecidas entre os diferentes submodelos desenvolvidos e identificar igualmente as malhas de realimentação consideradas para a modelização dinâmica do sistema. Por exemplo, a evolução do preço

da energia eléctrica influencia a evolução do consumo de energia eléctrica e esta tem impacto na evolução da variação do preço da energia eléctrica que, por sua vez, influencia a evolução dos preços. Outra das malhas de realimentação de informação está associada à interligação existente entre a evolução dos preços da energia eléctrica e a evolução dos factores de utilização das centrais térmicas que, em seguida têm impacto na energia total produzida e, em consequência, afectam a evolução da variação dos preços da energia eléctrica.

#### **5.4 Conclusões**

Como referido nos Capítulos III e IV, com a reestruturação do sector eléctrico e, em consequência, com a criação de um mercado competitivo para o sector da produção, a realização do planeamento de investimentos em nova capacidade de produção é realizada num ambiente com maiores incertezas e riscos para os agentes investidores. Desta forma, torna-se necessário desenvolver metodologias que permitam simular o funcionamento do sector eléctrico com o objectivo de se obter informações que possam depois ser utilizadas quer pelos agentes investidores para a construção dos seus planos de expansão, quer por órgãos reguladores ou outras entidades estatais para avaliarem a evolução do sector.

Neste capítulo foram apresentadas duas metodologias que permitem simular o funcionamento do sector eléctrico. Na primeira foi utilizado o Modelo de Cournot e na segunda foram utilizados os Sistemas Dinâmicos.

A utilização do Modelo de Cournot tem associados os seguintes pressupostos: para a determinação do equilíbrio do mercado considera-se que todos os agentes tomam as suas decisões em simultâneo e que não há alterações de estratégias por parte dos agentes durante o processo de cálculo. Neste modelo as decisões estratégicas dos agentes consistem em apresentarem as ofertas de capacidade de produção para cada período em análise através das curvas de custo das suas unidades, com o objectivo de maximizarem os seus lucros. O lucro obtido por cada agente depende das ofertas de todos os agentes participantes, das restrições técnicas de exploração das suas unidades de produção e do consumo previsto para cada período. O modelo permite obter informações importantes a

ter em conta por parte dos agentes investidores para construir os seus planos de expansão e que correspondem à produção de cada unidade e ao preço da energia eléctrica em cada período em análise.

Foram, no entanto, identificadas algumas limitações associadas à aplicação do Modelo de Cournot para a modelização do funcionamento do sector eléctrico. Em primeiro lugar, é necessário que a função que representa o consumo tenha que ser previamente conhecida para cada período em análise. Em segundo lugar, o Modelo de Cournot não permite modelizar correctamente a dinâmica associada ao funcionamento do sector, uma vez que considera que os agentes não podem alterar as suas estratégias durante o período em análise. Finalmente, não permite modelizar a influência da produção de energia eléctrica proveniente de unidades que utilizam recursos renováveis e que influenciam o factor de utilização das restantes unidades e o preço da energia eléctrica em cada período.

Na segunda formulação apresentada para a simulação do funcionamento do sector eléctrico foram utilizados os Sistemas Dinâmicos. Com esta metodologia é possível avaliar a dinâmica associada ao funcionamento do sector permitindo, desta forma, obter a evolução ao longo do tempo de alguns parâmetros considerados importantes para a realização dos estudos de planeamento de investimento por agentes investidores e para órgãos reguladores e entidades estatais avaliarem a evolução do sector. Com a aplicação desta metodologia é possível obter os seguintes resultados: a evolução do preço da energia eléctrica, o consumo de energia e os factores de utilização para cada uma das unidades de produção para cada período em análise. Esta metodologia permite:

- simular a influência que as decisões tomadas pelo próprio agente e pelos agentes concorrentes podem ter na evolução dos parâmetros anteriormente referidos e, em consequência, avaliar o impacto nos seus planos de investimento;
- avaliar o impacto que a produção da energia eléctrica proveniente de unidades que utilizam recursos renováveis tem na evolução dos valores dos factores de utilização das unidades térmicas e na evolução dos preços da energia eléctrica;
- modelizar a evolução do consumo através de um processo estocástico, o que possibilita que sejam consideradas taxas de crescimento para o consumo que variam ao longo do tempo, representando uma situação mais realista do processo;

- modelizar a influência que a evolução dos preços da energia eléctrica tem na evolução do consumo;
- avaliar o impacto da entrada e saída de serviço de unidades de produção na evolução do consumo, nos factores de utilização e nos preços da energia eléctrica;
- finalmente, considerar de forma dinâmica alterações nas funções custo associadas às unidades térmicas, resultantes de variações no preço dos combustíveis.



## **CAPÍTULO VI**

### **EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS DESENVOLVIDAS**



## **6.1 Aspectos gerais**

Neste Capítulo apresentam-se os resultados obtidos utilizando as metodologias descritas nos Capítulos IV e V para efectuar o planeamento da expansão de um sistema electroprodutor. Para a aplicação das metodologias desenvolvidas foi necessário utilizar as seguintes aplicações informáticas: MATLAB, Microsoft Excel e PowerSim. O MATLAB foi utilizado para o desenvolvimento e implementação da metodologia que permite a resolução do problema de expansão individual dos agentes investidores utilizando Algoritmos Genéticos em conjunto com o método de simulação de Monte Carlo, bem como para implementar a metodologia que permite determinar o valor do LOLE. O PowerSim foi utilizado para o desenvolvimento da metodologia que permite simular de forma dinâmica o funcionamento do sector eléctrico utilizando os Sistemas Dinâmicos. Para a realização das simulações dinâmicas foi utilizado o método numérico Runge-Kutta de 4ª ordem com um passo de integração fixo e igual a uma hora. O Microsoft Excel foi utilizado para fornecer dados às aplicações desenvolvidas no MATLAB e no PowerSim, assim como receber os resultados obtidos com essas aplicações, permitindo desta forma o seu processamento e apresentação.

Inicialmente foi considerado um sistema eléctrico já existente em relação ao qual foi definida a sua composição, destacando as características das tecnologias já instaladas, o número de unidades de cada tecnologia, a capacidade instalada em cada unidade de produção, a curva de custos, a probabilidade de avaria e a calendarização para a retirada de serviço das unidades que constituem o parque electroprodutor inicial.

Em relação ao plano de expansão a construir, considerou-se que se encontram disponíveis três tipos de tecnologias térmicas de produção de energia eléctrica candidatas: unidades de ciclo simples a gás (Tec\_1), unidades de ciclo combinado a gás (Tec\_2) e unidades utilizando carvão (Tec\_3).

A produção de energia eléctrica utilizando energias renováveis, unidades hídricas de albufeira e fio de água e parques eólicos, é igualmente considerada na construção do plano de expansão do sistema electroprodutor. A produção provenientes destas unidades tem

influência na evolução dos factores de utilização das unidades térmicas e, em consequência, na evolução dos preços da energia eléctrica que, em seguida, se reflectem na receitas obtidas pelas novas unidades a instalar.

O horizonte de planeamento foi fixado em 15 anos e foram considerados três agentes investidores. Considerando que é possível aos agentes investidores realizarem investimentos em nova capacidade de produção no décimo quinto ano do horizonte referido para a realização do planeamento e tendo em conta que o tempo de vida útil máximo das novas unidades de produção é de 30 anos e que o tempo de construção é de 2 anos, tornou-se necessário obter dados para os parâmetros que permitem avaliar economicamente os investimentos até um período de 47 anos.

Finalmente, admitiu-se ainda que:

- os agentes investidores que decidam investir em novas unidade de produção possuem as licenças necessárias para a sua construção e exploração;
- não é realizada uma diferenciação geográfica para a instalação das novas unidades de produção, considerando-se que as condições para garantir o seu funcionamento estão asseguradas. Inclui-se neste ponto a disponibilidade de meios para fornecer o combustível que estas irão utilizar bem como a existência de condições para o seu funcionamento ao nível, por exemplo, da disponibilidade da fonte de arrefecimento que constitui uma questão relevante para as unidades térmicas;
- a evolução da instalação de nova capacidade de produção em centrais hídricas e parques eólicos assume-se como conhecida.

## **6.2 Sistema inicial**

Na Tabela 6.1 é apresentada a constituição do parque electroprodutor no instante inicial do processo de planeamento. Considera-se a existência de um conjunto de unidades de produção térmicas nas quais estão incluídas as tecnologias a carvão, gás natural, fuel e unidades de produção a cogeração. Relativamente às unidades de produção utilizando recursos renováveis consideram-se unidades hídricas de albufeira e de fio de água e parques eólicos. Optou-se por desagregar a capacidade instalada nas unidades térmicas a

carvão em duas categorias, permitindo desta forma utilizar parâmetros diferentes para cada uma delas. Relativamente às unidades hídricas foi realizada uma diferenciação entre as unidades de albufeira e de fio de água, agrupando a potência instalada em cada um destes conjuntos. Relativamente aos parques eólicos, a potência instalada também foi modelizada em conjunto, o que implica que quando é estabelecido o factor de utilização para esta tecnologia este irá afectar toda a potência instalada.

A Tabela 6.1 contém ainda o valor da probabilidade de avaria, FOR, das centrais dos diversos tipos de tecnologias de tipo térmico consideradas. Em relação às centrais hídricas, parques eólicos e unidades de cogeração admitiu-se que, devido à aleatoriedade associada à sua utilização dependente de um processo estocástico, os equipamentos estariam disponíveis quando fossem chamados a produzir.

**Tabela 6.1** – Constituição do parque electroprodutor no período inicial do processo de planeamento.

<b>Número de Unidades</b>	<b>Tipo de Tecnologia</b>	<b>Capacidade total instalada (MW)</b>	<b>FOR</b>
5	Carvão_tipo_1	1000	0,02
2	Carvão_tipo_2	600	0,02
3	Ciclo simples a gás	500	0,02
6	Ciclo combinado a gás	1500	0,02
2	Fuel	200	0,02
8	Hídricas de Albufeira	750	-
6	Hídricas de Fio de Água	1500	-
6	Parques Eólicos	1000	-
-	Cogeração	500	-

Tendo em conta a potência instalada no período inicial, foi considerado um plano de retirada de serviço de algumas unidades de produção de energia eléctrica. O plano da retirada de serviço da potência instalada é o seguinte:

- no quinto ano do horizonte de planeamento são retirados de serviço 300 MW de potência instalada na tecnologia a carvão do tipo 1 e 200 MW de potência instalada na tecnologia de ciclo combinado a gás;
- no décimo ano a potência instalada na tecnologia a fuel é retirada de serviço na

totalidade. São ainda retirados de serviço 300 MW de potência instalada na tecnologia a carvão do tipo 1, 300 MW de potência instalada na tecnologia a carvão do tipo 2, 250 MW de potência instalada na tecnologia de ciclo simples a gás, 400 MW de potência instalada na tecnologia de ciclo combinado a gás e 200 MW de potência instalada em parques eólicos;

- no décimo quinto ano são retirados de serviço 400 MW de potência instalada na tecnologia de ciclo combinado a gás e 200 MW de potência instalada em parques eólicos;
- os restantes valores de potência instalada em unidades térmicas consideradas no parque electroprodutor inicial são retirados de serviço no vigésimo ano, o mesmo acontecendo com a potência instalada nos restantes parques eólicos;
- relativamente às unidades de produção hídricas, considera-se que o seu tempo de vida útil é igual ao período máximo considerado para a simulação do funcionamento do sistema eléctrico estudado, isto é, de 47 anos.

Na Tabela 6.2 é apresentada a quota de capacidade instalada em cada uma das tecnologias que cada agente investidor possui na constituição do parque electroprodutor existente no período inicial do processo de planeamento. Como foi referido anteriormente, considera-se que existem três agentes investidores interessados em realizar novos investimento e, desta forma, na aplicação da metodologia para a realização do planeamento da expansão do parque electroprodutor irão participar os agentes investidores A, B e C. Na Tabela 6.2 encontra-se referenciada a existência de outros agentes investidores que também possuem uma quota do valor da capacidade instalada, mas que não serão candidatos à realização de novos investimentos. A modelização da produção de energia com proveniência nas unidades de cogeração foi realizada utilizando uma FDP Normal para modelizar o seu factor de utilização sendo considerado um valor médio de 70 % e um desvio padrão de 10%. Este tipo de produção está incluído na categoria da produção de energia eléctrica em regime especial pelo que, sempre que estas unidades estejam disponíveis para produzir, a sua produção deve ser aceite no sistema tendo em conta a legislação actualmente em vigor.

A nível percentual, a distribuição da quota de potência instalada é a seguinte: agente investidor A 27,15%, agente investidor B 23,18 %, agente investidor C 22,52 % e outros agentes 27,15 %.

**Tabela 6.2** – Distribuição da capacidade instalada pelos diferentes agentes investidores no período inicial do processo de planeamento.

Tipo de Tecnologia	Capacidade instalada (MW)				Total da capacidade instalada por tecnologia (MW)
	Agente_A	Agente_B	Agente_C	Outros Agentes	
Carvão_tipo_1	500	300	200	-	1000
Carvão_tipo_2	-	300	300	-	600
Ciclo simples a gás	250	250	-	-	500
Ciclo combinado a gás	400	400	400	300	1500
Fuel	-	-	100	100	200
Hídricas de Albufeira	200	-	300	250	750
Hídricas de Fio de Água	400	300	200	600	1500
Parques Eólicos	300	200	200	300	1000
Cogeração	-	-	-	500	500
Total	2050	1750	1700	2050	7550

Relativamente às centrais térmicas foram consideradas curvas de custo marginal de produção que permitem obter os custos variáveis destas unidades em função do seu factor de utilização. Esta informação será utilizada no modelo dinâmico que permite simular o funcionamento do mercado de energia eléctrica. Com esta simulação será obtida a evolução do factor de utilização para cada uma das tecnologias térmicas e a respectiva contribuição para a produção total do sistema, assim como a influência que as mesmas terão na evolução do preço da energia eléctrica ao longo do período de simulação. Nas Figuras 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5 são apresentadas as curvas referidas para cada uma das unidades térmicas que constituem o parque electroprodutor no período inicial do processo de planeamento. Conforme descrito na secção 5.3.4.2 do Capítulo V considera-se que estas funções custo poderão ser alteradas através de um processo estocástico que permitirá simular variações dos custos dos combustíveis utilizados por estas unidades de produção.

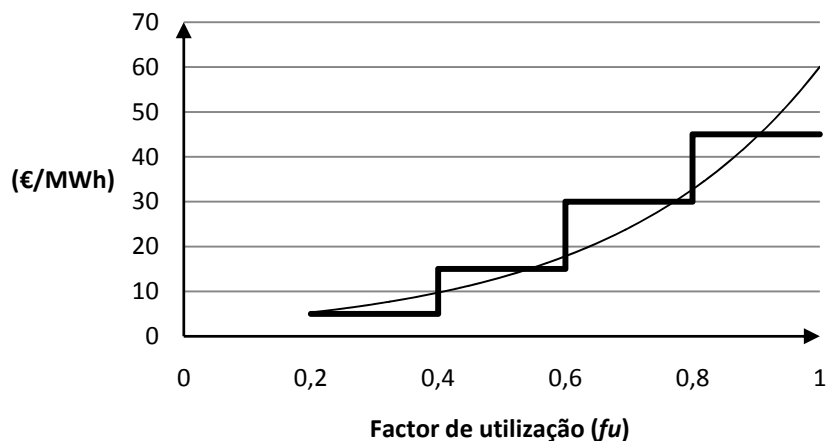


Figura 6.1 – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Carvão\_tipo\_1.

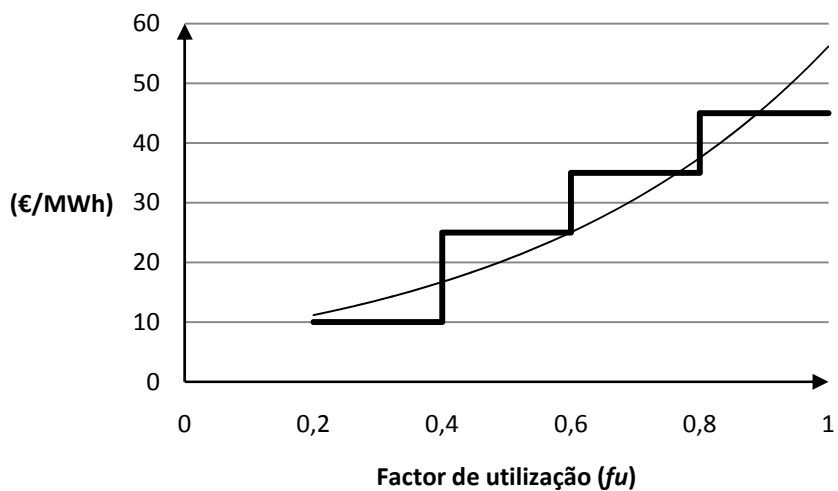


Figura 6.2 – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Carvão\_tipo\_2.

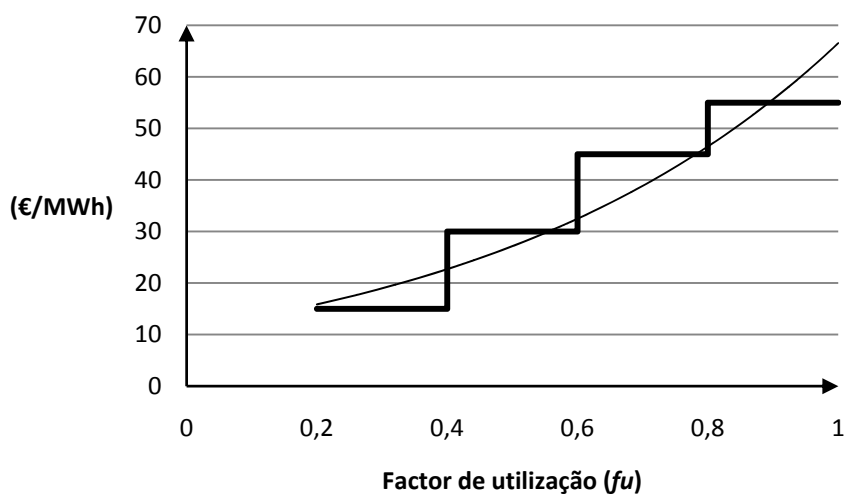
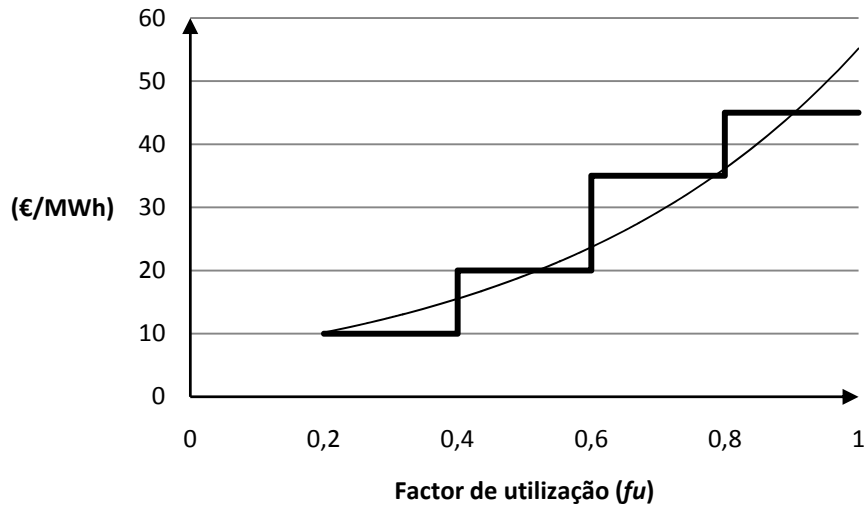
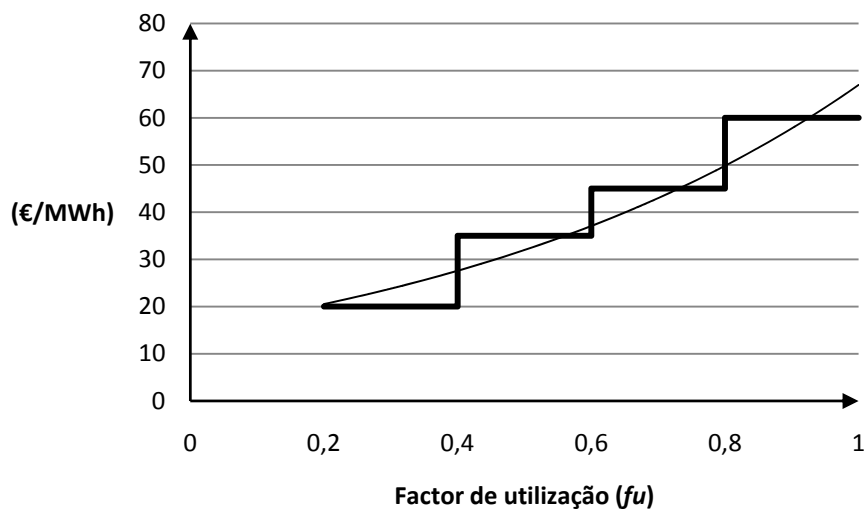


Figura 6.3 – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Ciclo simples a gás.





**Figura 6.4** – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Ciclo combinado a gás.



**Figura 6.5** – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Fuel.

Relativamente ao consumo considerou-se que a ponta do diagrama de cargas anual corresponde a 4750 MW. O diagrama anual classificado de ponta de consumo foi discretizado em seis patamares indicando-se em seguida a distribuição percentual desses patamares para o período de um ano:

- 100% da potência de ponta (4750 MW) – 5 % do ano;
- 90% da potência de ponta (4275 MW) – 20 % do ano;
- 80% da potência de ponta (3800 MW) – 45 % do ano;
- 70% da potência de ponta (3325 MW) – 65 % do ano;

- 60% da potência de ponta (2850 MW) - 85% do ano;
- 50% da potência de ponta (2375 MW) - 100% do ano.

Considerando a distribuição da ponta de carga ao longo do ano apresentada, admite-se que o consumo de energia eléctrica no ano inicial é de 30,64 TW.h. Para o horizonte de planeamento considera-se que a distribuição percentual entre a ponta do diagrama de cargas e número de horas de utilização se mantém constante. Por seu lado, o consumo anual irá variar de acordo com o processo estocástico descrito na Secção 5.3.6 do Capítulo V. Com os valores da evolução do consumo anual obtidos pelo modelo dinâmico é possível, em seguida, para cada ano obter a potência de ponta, bem como a potência correspondente aos restantes segmentos do diagrama de cargas.

## 6.3 Caso base

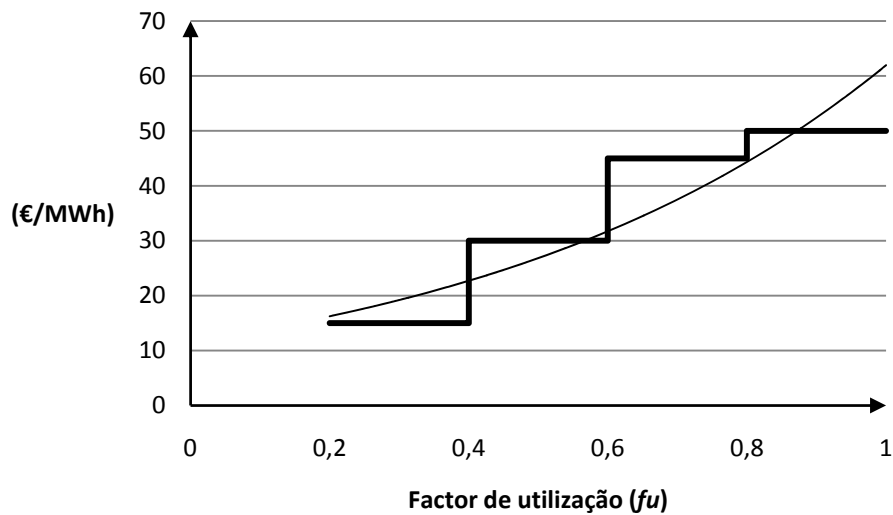
### 6.3.1 Dados

Nesta secção apresenta-se a caracterização do caso base para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Na Tabela 6.3 são apresentadas as características das três tecnologias candidatas à realização do plano de expansão. Os parâmetros a ter em conta na caracterização das tecnologias são o custo de investimento por MW, os custos fixos de exploração e manutenção por ano, os valores de capacidade que será possível instalar para cada tecnologia, o valor da FOR e o tempo de vida útil estimado. O tempo considerado para a construção das novas unidades de produção foi fixado em 2 anos e admite-se igual para as três tecnologias consideradas.

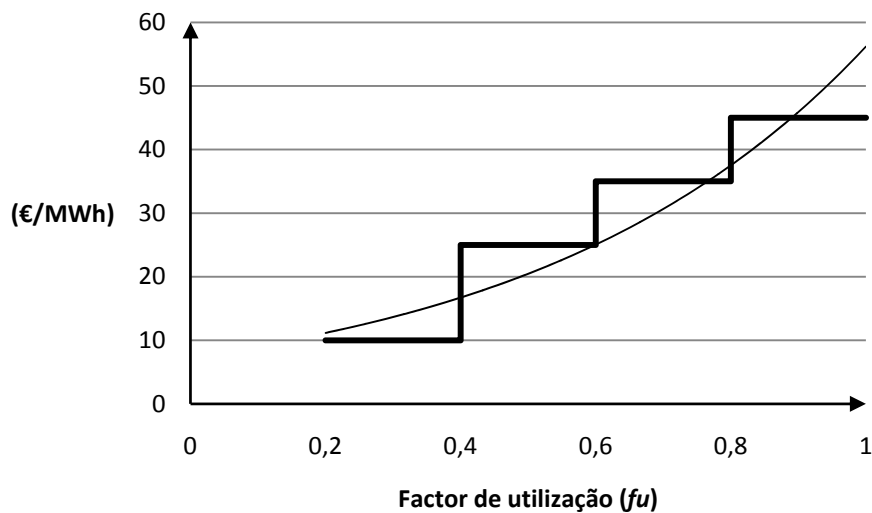
**Tabela 6.3** – Características das três tecnologias candidatas à realização do plano de expansão.

<b>Tipo de Tecnologia</b>	<b>Capacidade a instalar (MW)</b>	<b>Custo de investimento (€/MW)</b>	<b>Custo fixo de exploração e manutenção (€/MW.ano)</b>	<b>FOR</b>	<b>Tempo de vida útil (anos)</b>
Tec_1	100 ou 200 ou 300	550000	6137	0,02	20
Tec_2	100 ou 200 ou 300	700000	7655	0,01	25
Tec_3	200 ou 400	1000000	12482	0,02	30

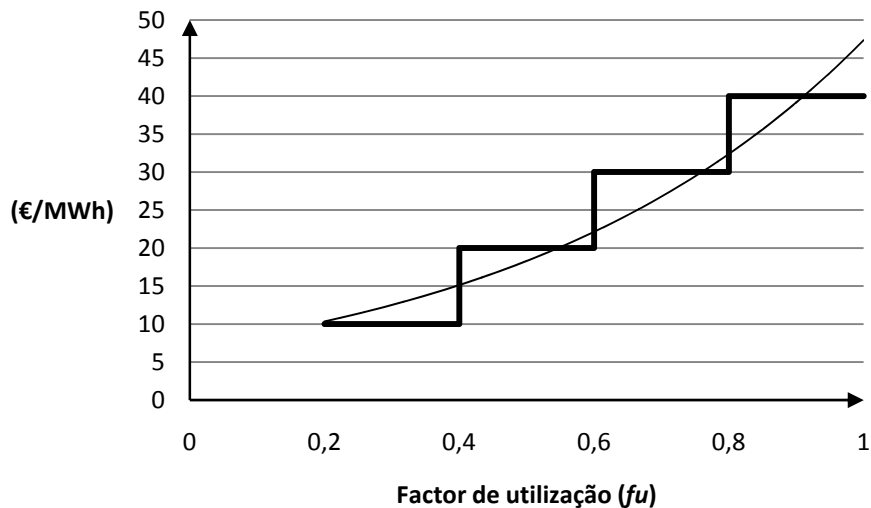
Os custos variáveis são representados pelas funções de custo marginal de produção normalizada para cada tecnologia as quais são apresentadas nas Figuras 6.6, 6.7 e 6.8. Tal como descrito anteriormente para as funções custo utilizadas para as unidades que constituem o parque electroprodutor inicial, estas funções custo irão variar ao longo do processo de simulação, permitindo desta forma incluir a incerteza associada à evolução do custo dos combustíveis.



**Figura 6.6** – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Tec\_1.



**Figura 6.7** – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Tec\_2.



**Figura 6.8** – Função custo marginal de produção normalizada para a tecnologia Tec\_3.

Os valores destes parâmetros foram estabelecidos tendo em conta a consulta de vários documentos técnicos em que são apresentados valores de referência para diferentes tecnologias [IEA/NEA\_05], [Mazer\_07]. As três tecnologias utilizadas permitem considerar unidades de produção com características distintas ao nível da sua utilização para responder ao consumo solicitado ao sistema. Desta forma, a Tec\_1 caracteriza-se por ser uma tecnologia para utilizar de forma mais adequada em períodos de ponta, a Tec\_2 será utilizada em períodos intermédios e a Tec\_3 na base do diagrama de cargas. Uma questão importante a ter em conta na definição destes valores corresponde ao facto de, em muitos casos, os valores serem apresentados em dólares americanos o que implica que, quando se pretende trabalhar com os valores em euros, se torna necessário realizar o respectivo câmbio que, por sua vez, depende da relação entre o valor do dólar e o valor do euro. Esta relação tem apresentado uma grande volatilidade. Assim, no ano de 2009 a relação entre o euro e o dólar americano variou entre um valor máximo de 1,50 e um valor mínimo de 1,25. No ano de 2008 esta variação foi maior tendo sido atingido um valor máximo de 1,60 e um valor mínimo de 1,24.

Para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor considerou-se igualmente o investimento em novas unidades hídricas. No caso destas unidades, existe uma restrição fundamental associada à disponibilidade de locais adequados para a sua implementação. Assim, novos investimentos em unidades hídricas não dependem em exclusivo de condições económicas, mas são fundamentalmente condicionados por questões ambientais e de disponibilidade de locais com características adequadas. Assim

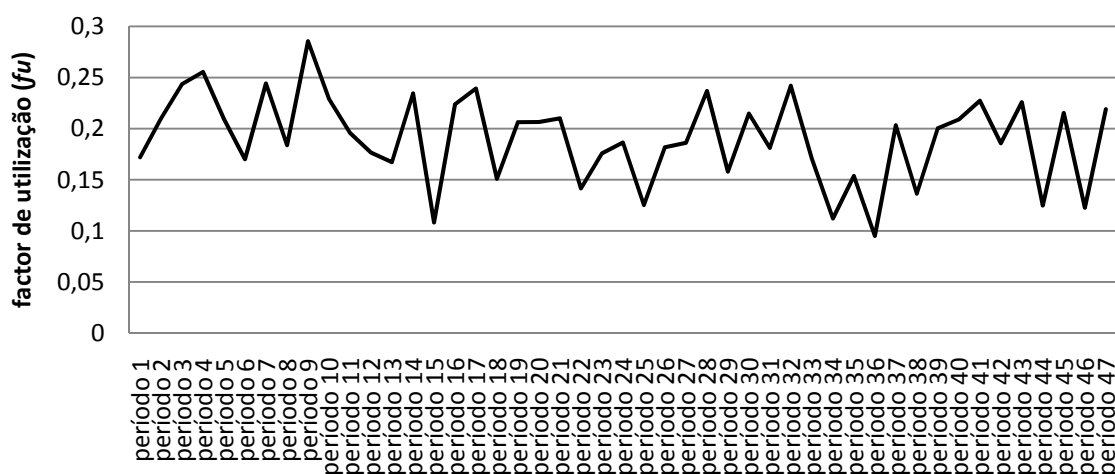
sendo, considerou-se que durante o horizonte de planeamento havia a possibilidade de se instalarem no total mais 600 MW de nova capacidade de produção em unidades hídricas de fio de água. Considerando que todos os agentes investidores estariam interessados em investir neste tipo de unidades, optou-se por definir uma quota igual de potência deste tipo a instalar por todos os agentes. Uma vez que a potência instalada neste tipo de tecnologia terá impacto na simulação dinâmica do funcionamento do sector eléctrico, torna-se necessário definir uma calendarização para a entrada em serviço destas novas unidades. Na Tabela 6.4 é apresentada a distribuição da capacidade a instalar por cada agente investidor e o momento em que estas novas unidades ficarão disponíveis para poderem produzir. Esta simplificação não é condicionada por limitações da metodologia desenvolvida para a resolução do problema de planeamento individual de cada agente investidor. Na verdade, a metodologia desenvolvida permite que as unidades hídricas possam ser consideradas. Adoptou-se esta estratégia porque, após a realização de algumas simulações, se verificou que todos os agentes iriam pretender investir em nova capacidade de produção deste tipo de tecnologia e que os valores apresentados pelos respectivos planos ultrapassavam em muito o valor de 600 MW considerado como possível de se poder instalar. Desta forma e para ultrapassar esta situação, tornava-se necessário estabelecer restrições a incluir no problema de planeamento individual de cada um dos agentes de modo a não ultrapassar o limite referido. Na prática, estas restrições são equivalentes à definição prévia dos valores a instalar e do respectivo momento de entrada em funcionamento.

**Tabela 6.4** – Definição da potência a instalar em unidades hídricas por cada um dos agentes e respectiva calendarização da entrada em serviço.

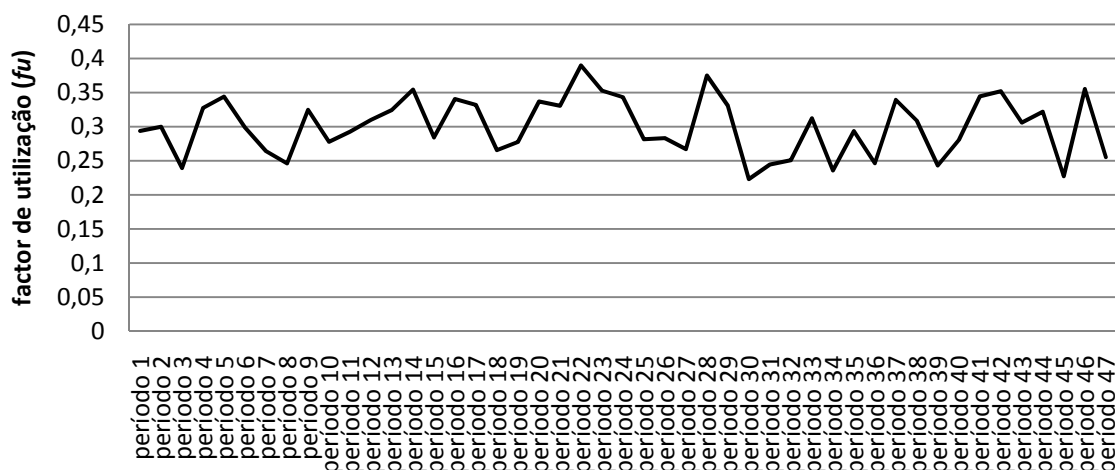
<b>Período (ano)</b>	<b>Agente_A</b>	<b>Agente_B</b>	<b>Agente_C</b>
4	100	100	100
8	100	100	100

Como referido na Secção 5.3.4.4 do Capítulo V, a modelização da evolução da produção das unidades hídricas é dividida em duas categorias, uma correspondente às unidades de albufeira e a outra correspondente às unidades de fio de água. A produção disponibilizada por cada tipo de unidades é modelizada de forma conjunta, sendo para isso necessário definir a disponibilidade anual e o factor de utilização respectivo. Assim sendo, considerou-se que a disponibilidade anual dos dois tipos de unidades será de 8500 horas e que o factor de utilização será modelizado através de um processo estocástico que

considera uma FDP Normal para as centrais de albufeira com os seguintes parâmetros: valor médio 20 % e um valor para o desvio padrão de 5 %. Na Figura 6.9 é apresentada a variação do factor de utilização obtida com a utilização do modelo dinâmico. Para as unidades de fio de água os parâmetros que definem a FDP Normal são: valor médio de 30 % e desvio padrão de 5 %. Na Figura 6.10 está representada a evolução do factor de utilização destas unidades. Os gráficos das Figuras 6.9 e 6.10 estendem-se até ao período 47 para contemplar a situação em que uma nova unidade de produção entre em serviço no último ano do horizonte de planeamento (15º ano), o seu tempo de construção é de 2 anos e o tempo de vida útil é de 30 anos.



**Figura 6.9** – Evolução do factor de utilização para as unidades hídricas de albufeira para o período total da simulação.

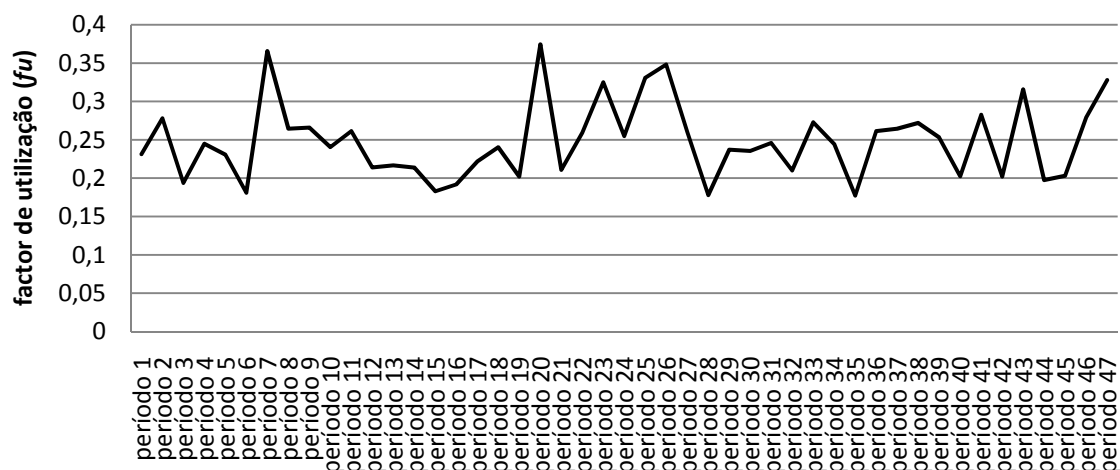


**Figura 6.10** – Evolução do factor de utilização para as unidades hídricas de fio de água para o período total da simulação.

Durante o período de simulação, as novas unidades a instalar são inseridas de forma automática no período correspondente à sua entrada em serviço. Os valores utilizados para os parâmetros que definem as FDP utilizadas no processo estocástico procuram reflectir as variações que existem de ano para ano relativamente ao factor de utilização deste tipo de tecnologias que estão dependentes das condições meteorológicas verificadas em cada ano.

Relativamente à produção de energia proveniente dos parques eólicos, a modelização dinâmica foi apresentada na Secção 5.3.4.3 do Capítulo V. Para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor considerou-se que estas unidades têm uma disponibilidade anual de 8592 horas e que o factor de utilização é modelizado através de um processo estocástico em que se utiliza uma FDP Normal que assume os seguintes valores para os seus parâmetros: valor médio de 25 % e desvio padrão de 5%.

A Figura 6.11 apresenta a evolução do factor de utilização para os parques eólicos ao longo do período de simulação. Com os valores obtidos é possível verificar que o factor de utilização destas unidades sofre variações de ano para ano. O objectivo a atingir com este tipo de modelização é o de permitir incluir no modelo as variações que possam ocorrer ao longo do período de simulação e fazer reflectir estas variações na potência produzida nestas unidades.



**Figura 6.11** – Evolução do factor de utilização para os parques eólicos para o período total da simulação.

Na Tabela 6.5 apresenta-se a evolução da potência instalada em parques eólicos ao longo do período de planeamento. Considera-se que o tempo de vida útil das novas instalações é de 20 anos.

**Tabela 6.5** – Evolução da potência instalada em parques eólicos ao longo do período planeamento.

<b>Período (ano)</b>	<b>Potência instalada em Parques Eólicos (MW)</b>
0	1000,00
1	1200,00
2	1400,00
3	1500,00
4	1600,00
5	1750,00
6	1750,00
7	1900,00
8	2000,00
9	2000,00
10	2200,00
11	2300,00
12	2500,00
13	2800,00
14	3000,00
15	3000,00

Para os períodos seguintes e uma vez que é necessário fornecer dados ao modelo dinâmico até ao 47º ano considerou-se uma taxa de crescimento da potência instalada em parques eólicos de 5% ao ano. Com o modelo desenvolvido é possível alterar este valor e verificar qual a influência que essa alteração poderá ter na evolução dos preços da energia eléctrica, assim como avaliar a sua influência no factor de utilização das unidades térmicas. Como já foi referido considerou-se que toda a produção disponibilizada pelos parques eólicos é aceite pelo sistema uma vez que se considera que esta produção se continuará a enquadrar no estatuto de produção em regime especial.

De acordo com o modelo dinâmico descrito na Secção 5.3.5 do Capítulo V, a taxa de crescimento de consumo é modelizada por uma FDP Normal com valor médio de 3 % e o desvio padrão de 1 %. Por outro lado, o consumo da energia eléctrica será modelizado utilizando o modelo descrito na Secção 5.3.6 do Capítulo V. Inicialmente é necessário definir os valores dos parâmetros a utilizar no modelo dinâmico para a evolução da taxa de crescimento do consumo anual. Os valores utilizados na simulação são apresentados na

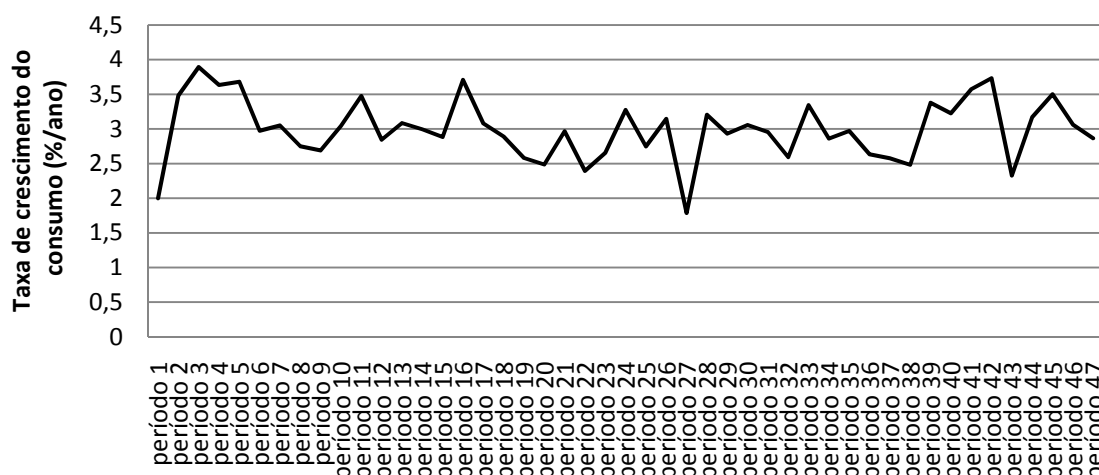


Tabela 6.6. Estes valores podem ser alterados em função das expectativas de cada agente investidor. Isto significa, por exemplo, que um agente investidor poderá realizar simulações para avaliar a influência que uma maior ou menor volatilidade,  $\delta$ , deste parâmetro poderá ter no resultado final.

**Tabela 6.6** – Valores dos parâmetros a utilizar no modelo dinâmico para a evolução da taxa de crescimento do consumo anual.

Parâmetros	Valores
$t_{LP}$	3 %/ano
$t_0$	2 %/ano
$\eta$	0,20
$\delta$	0,50

Na Figura 6.12 é apresentada a evolução da taxa de crescimento do consumo tendo em conta os valores dos parâmetros apresentados na Tabela 6.6.



**Figura 6.12** - Evolução da taxa de crescimento anual do consumo.

O modelo dinâmico para a modelização do consumo anual de energia eléctrica foi apresentado na Secção 5.3.6 do Capítulo V. A evolução do consumo de energia eléctrica é influenciada pela taxa de crescimento de consumo anual, pelo consumo estabelecido para o período inicial de simulação que é igual a 30,64 TW.h, como já foi referido, pela evolução do preço da energia eléctrica e pelo valor considerado para a elasticidade do consumo em relação ao preço que, no exemplo em estudo, assumiu o valor de 0,30. Com a evolução do

consumo anual e considerando as características do diagrama de cargas apresentadas na Secção 6.2 é possível determinar a evolução do valor da potência de ponta do diagrama de cargas.

A evolução do preço da energia eléctrica é obtida utilizando o modelo dinâmico descrito na Secção 5.3.7 do Capítulo V. A evolução do preço da energia eléctrica depende da evolução do consumo, da produção e do preço da energia eléctrica considerado como referência. O preço da energia eléctrica de referência será estipulado tendo em conta dados históricos associados à evolução do mesmo ao longo de um conjunto de períodos passados, podendo igualmente ser estabelecido tendo em conta a avaliação individual realizada por cada um dos agentes investidores. Para o exemplo em estudo adoptou-se como preço de referência o valor de 40 €/MW.h. Este preço foi considerado igual para todos os agentes.

Para aplicar a metodologia para a resolução do PELPSE por cada agente investidor descrita na Secção 4.3.2 do Capítulo IV é necessário definir os parâmetros associados à aplicação do Algoritmo Genético, bem como o seu critério de convergência. A Tabela 6.7 apresenta o resumo dos valores dos parâmetros adoptados para a resolução do problema de optimização por parte de cada agente investidor relativamente à configuração do Algoritmo Genético.

**Tabela 6.7** – Valores dos parâmetros a utilizar na configuração do Algoritmo Genético para a resolução do PELPSE.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Número de populações	4
Dimensão das populações	100
Taxa de migração entre populações	15 %
Taxa de cruzamento	35 %
Taxa de mutação	4 %
<i>Nintmed</i>	200
<i>NiterExt</i>	200

Relativamente à verificação da convergência do Algoritmo Genético, o processo desenvolve-se em duas fases tal como descrito na Secção 4.3.2 do Capítulo IV. Na primeira fase, o número de iterações a realizar depende da verificação da condição

representada pela expressão (4.11) e tem em conta o valor de *Nintmed* definido anteriormente. Na segunda fase são realizadas *NiterExt* iterações e é verificado se não foi encontrada uma solução melhor do que aquela que resultou da primeira fase. Se não tiver sido identificada uma solução de melhor qualidade, então o processo termina. Caso contrário, são realizadas mais *NiterExt* iterações e, no final, será realizada uma nova avaliação.

Para a obtenção dos planos de expansão pelos agentes investidores é necessário definir numa fase inicial os valores para os parâmetros que são considerados na resolução do PELPSE individual através da aplicação dos Algoritmos Genéticos e do método de simulação de Monte Carlo. Como inicialmente foi referido, foram considerados três agentes investidores. As características associada às tecnologias a ter em conta para a realização dos planos de expansão são apresentadas na Tabela 6.8. As funções de custo marginal de produção respectivas foram apresentadas nas Figuras 6.6, 6.7 e 6.8. Nesta primeira fase de resolução do PELPSE por cada um dos agentes, os parâmetros que influenciam o processo de planeamento e que são definidos por FDP são apresentados na Tabela 6.8.

**Tabela 6.8** – Valores dos parâmetros a utilizar na resolução do PELPSE.

Parâmetros	Valores dos parâmetros que definem as FDP					
	Tec_1		Tec_2		Tec_3	
	Média	Desvio padrão	Média	Desvio padrão	Média	Desvio padrão
Custo de Investimento (€MW)	550000	27500	700000	35000	1000000	50000
Custo fixo de exploração e manutenção (€MW.ano)	6137	310	7655	382	12482	620
Custo de capital devido ao empréstimo (€MW.ano)	44133,40	2300	49666,72	2500	65051,44	3200
Factor de utilização	0,40	0,04	0,50	0,05	0,70	0,07
Custo variável de exploração (€MW.h)	30	1,50	25	1,25	30	1,50
Taxa de crescimento dos custos variáveis (%/ano)	1	0,50	1	0,50	1	0,50

Para a representação do preço médio da energia eléctrica utilizou-se um FDP Log-Normal. Para o período inicial o valor médio do preço da energia eléctrica é de 40 €/MW.h com um valor para o desvio padrão de 2 €/MW.h. Para os restantes períodos considerou-se como dado de partida que o valor médio irá aumentar 1 %/ano. A taxa de actualização utilizada é de 5 %/ano tendo sido considerado que esta taxa sofre um acréscimo de 1 % ao ano relativamente ao valor inicial. O tempo de amortização considerado para os empréstimos é igual ao tempo de vida útil estimado para as unidades de produção de energia eléctrica.

Relativamente a cada agente investidor foram ainda considerados os aspectos seguintes:

- o agente investidor A está disponível para investir nas três tecnologias candidatas. Nos 5 primeiros anos do horizonte de planeamento o capital disponível para investir é de 1000 milhões de euros e, no restante horizonte de planeamento, estarão disponíveis mais 1000 milhões de euros;
- o agente investidor B está disponível para investir na Tec\_1 e na Tec\_2 e o capital disponível é de 450 milhões de euros para os primeiros 5 anos do horizonte de planeamento, de 450 milhões de euros para o horizonte de planeamento compreendido entre o sexto período e o décimo período e de mais 450 milhões de euros para os restantes períodos;
- o agente investidor C está interessado em investir nas três tecnologias candidatas e o capital disponível é de 600 milhões de euros para os primeiros 5 anos do horizonte de planeamento, de 600 milhões de euros para o horizonte de planeamento compreendido entre o sexto período e o décimo período e de mais 600 milhões de euros para os restantes períodos.

Para cada período do horizonte de planeamento cada agente investidor não poderá instalar mais do que 300 MW na Tec\_1, 300 MW na Tec\_2 e 400 MW na Tec\_3. No conjunto dos três agentes e em cada período, a capacidade instalada não pode ultrapassar 600 MW na Tec\_1, 600 MW na Tec\_2 e 800 MW na Tec\_3.

A quota da potência total instalada por cada agente em cada período não pode ser maior do que 40 % da potência total instalada no parque electroprodutor. Para cada período o valor

da margem de reserva do sistema deve ser superior a 20 % e inferior a 40 % e o valor máximo do LOLE admitido para cada período é de 2 h/ano.

### 6.3.2 Resultados do plano de expansão para o caso base

Os resultados do PELPSE para cada agente investidor, tendo em conta os dados apresentados na secção anterior, são apresentados nas Tabelas 6.9, 6.10 e 6.11. Em relação aos períodos do horizonte de planeamento não incluídos nestas tabelas verificou-se não ocorrerem investimentos por parte de cada um destes três agentes.

**Tabela 6.9** – Resultado do PELPSE para o agente investidor A.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	100	200	200
2	100	200	200
3	-	-	200
6	100	200	200
7	100	200	200
8	-	-	200

**Tabela 6.10** – Resultado do PELPSE para o agente investidor B.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	100	200	-
2	100	200	-
3	-	100	-
6	100	200	-
7	100	200	-
8	-	100	-
11	100	200	-
12	100	200	-
13	-	100	-

**Tabela 6.11** – Resultado do PELPSE para o agente investidor C.

<b>Período</b>	<b>Tec_1 (MW)</b>	<b>Tec_2 (MW)</b>	<b>Tec_3 (MW)</b>
1	100	200	200
2	-	100	100
6	100	200	200
7	-	100	100
11	100	200	200
12	-	100	100

Com os resultados obtidos nesta primeira fase do processo de planeamento são actualizados os parâmetros do modelo dinâmico incluindo a capacidade a instalar nas novas unidades de produção. Com a realização da simulação dinâmica do funcionamento do sector foi então possível obter os novos valores a considerar para o preço da energia eléctrica, factor de utilização para cada uma das tecnologias, custo variável de exploração e a evolução do consumo para cada ano.

Importa referir neste ponto que, a partir do 15º período, se considerou que a evolução da taxa de instalação em nova capacidade de produção para as três tecnologias segue uma evolução idêntica a nível de calendarização em relação à obtida para o horizonte de planeamento. Apesar da calendarização ser replicada em relação ao obtido no caso base, admitiu-se que os valores de potência instalada nos anos seguintes ao 15º se reduziam para 50 % dos obtidos no caso base. Se esta redução não fosse considerada, verificava-se que ocorreria um aumento excessivo da margem de reserva e uma redução de preços que, por sua vez, induziriam um aumento do consumo. Este aumento do consumo poderia já não se enquadrar na evolução anual para ele admitida. Para as restantes tecnologias o processo já foi referido na secção anterior.

Com a informação obtida pela simulação dinâmica do sistema e tendo em conta os restantes parâmetros é resolvido um novo PELPSE para cada agente investidor. Com os novos resultados obtidos procede-se então à análise de coordenação. Este processo foi descrito na Secção 4.3 do Capítulo IV e consiste num processo de validação do plano global de expansão e que implica calcular a margem de reserva do sistema produtor,

avaliar a capacidade a instalar por tecnologia, a capacidade total instalada por cada agente investidor e, finalmente, calcular o valor do LOLE associado a cada período. Posteriormente, estes valores são comparados com os limites especificados e, se houver violação de algum limite, essa informação é transmitida aos agentes investidores, os quais devem adaptar a formulação dos seus PELPSE por forma a incluir esta nova informação.

O processo repete-se até que os agentes investidores não alterem os seus planos de investimento em duas iterações seguidas e as restrições associadas à fase de coordenação sejam respeitadas.

Nas Tabelas 6.12, 6.13 e 6.14 são apresentados os resultados finais obtidos para os planos de investimento em nova capacidade de produção para os agentes investidores. A distribuição em percentagem por tecnologia e para o horizonte de planeamento é a seguinte: 21,31 % de potência instalada na tecnologia 1, 49,18 % na tecnologia 2 e 29,51 % na tecnologia 3. Dos resultados obtidos verifica-se que o planeamento da instalação de nova capacidade em produção de energia eléctrica se concentra nos períodos iniciais associados à definição da disponibilidade de capital para investir por parte dos agentes. A distribuição da potência a instalar pelos investidores é a seguinte: investidor A 37,70 %, investidor B 31,15 % e investidor C 31,15 %.

**Tabela 6.12** – Resultado final do PELPSE para o agente investidor A.

<b>Período</b>	<b>Tec_1 (MW)</b>	<b>Tec_2 (MW)</b>	<b>Tec_3 (MW)</b>
1	100	200	200
2	100	200	200
3	-	100	-
6	100	200	200
7	100	200	200
8	-	-	200

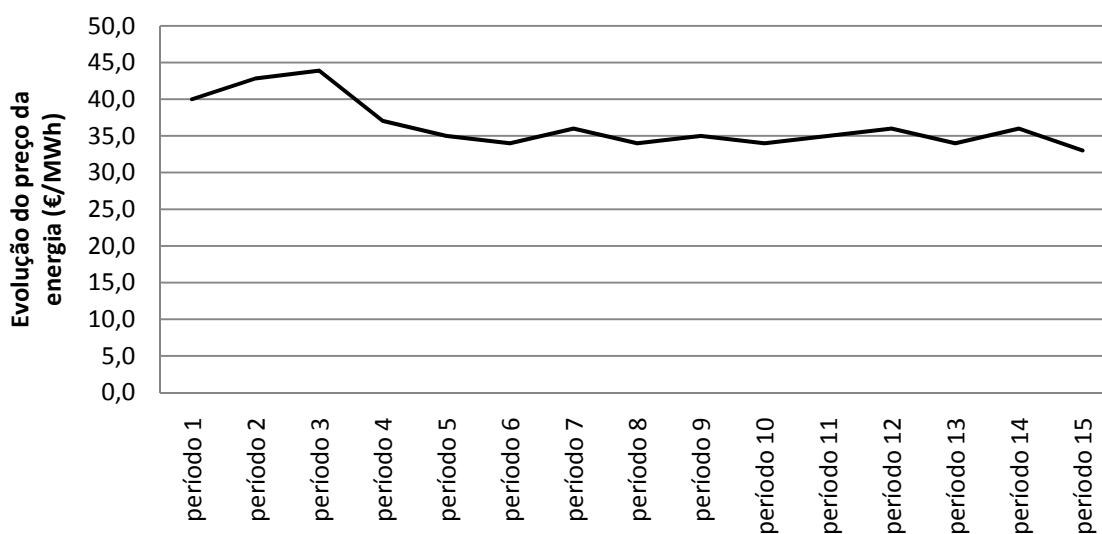
**Tabela 6.13** – Resultado final do PELPSE para o agente investidor B.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	100	200	-
2	100	200	-
3	-	100	-
6	100	200	-
7	100	200	-
8	-	100	-
11	100	200	-
12	100	100	-

**Tabela 6.14** – Resultado final do PELPSE para o agente investidor C.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	100	200	200
2	-	100	200
6	100	200	200
7	-	100	-
11	100	100	200
12	-	100	-

Na Figura 6.13 é apresentada a evolução do preço médio anual da energia eléctrica ao longo do horizonte de planeamento.

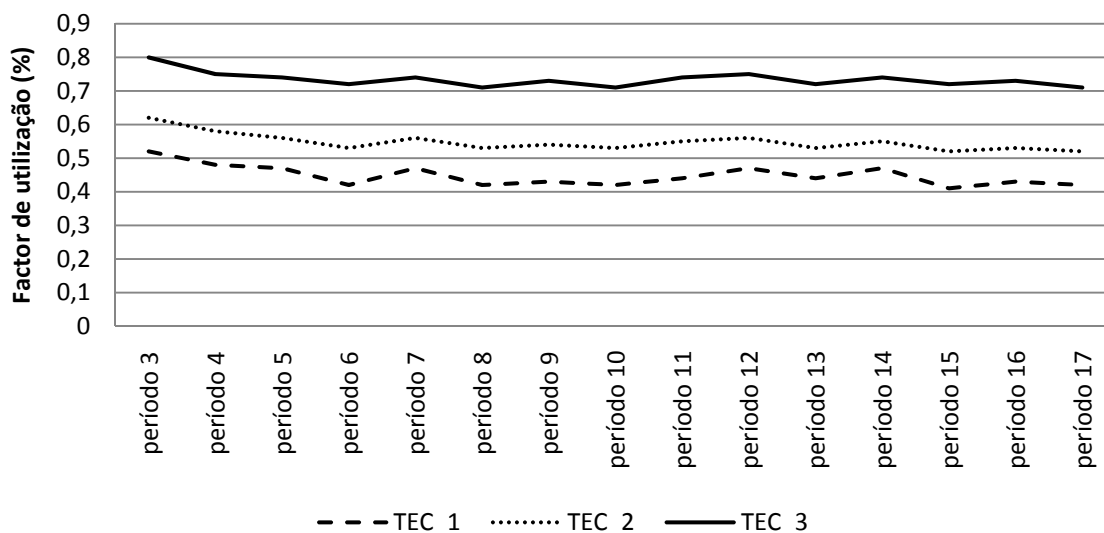


**Figura 6.13** - Evolução do preço médio anual da energia eléctrica.



Da análise desta figura verifica-se que o preço médio anual da energia eléctrica aumenta nos dois períodos iniciais do horizonte de planeamento. Este aumento é justificado pelo facto de que só a partir do terceiro período entrarem em serviço as novas unidades definidas nos planos de expansão. A partir daí, verifica-se uma diminuição gradual do preço da energia eléctrica. Esta diminuição é justificada pela entrada gradual em serviço de novas unidades de produção, assim como pelo aumento da potência instalada em parques eólicos e em unidades hídricas.

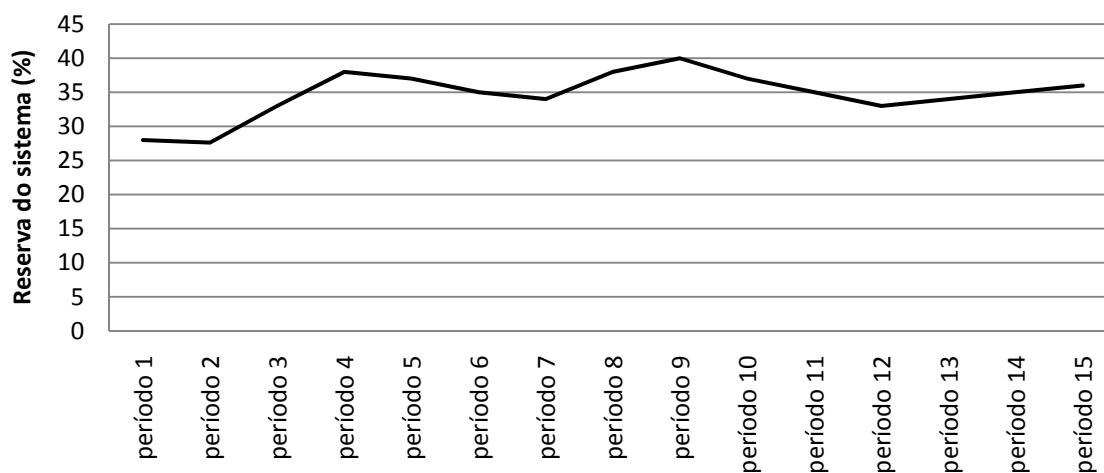
Na Figura 6.14 apresenta-se a evolução dos factores de utilização para cada uma das tecnologias consideradas para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Os resultados apresentados permitem verificar que o factor de utilização das três tecnologias diminui ao longo do horizonte de planeamento seguindo a evolução dos preços da energia eléctrica apresentada na figura anterior. A tecnologia com valores mais elevados para o factor de utilização é a tecnologia 3, seguida da tecnologia 2. Esta evolução está associada às funções de custo adoptadas para cada uma das tecnologias, tal como se pode verificar nas Figuras 6.6, 6.7 e 6.8.



**Figura 6.14** - Evolução do factor de utilização para as três tecnologias consideradas para a realização do planeamento.

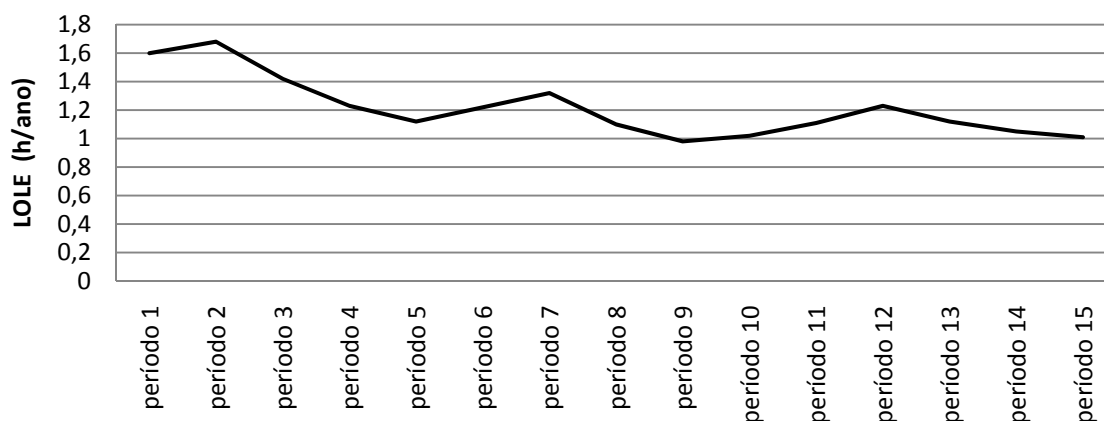
Na Figura 6.15 apresenta-se a evolução da margem de reserva para o sistema para cada período do horizonte de planeamento. Os resultados obtidos permitem constatar que o valor da margem de reserva do sistema sofre um aumento significativo nos períodos

iniciais, apresentando depois pequenas oscilações para os restantes períodos justificada pela saída e entrada de serviço de unidades de produção em função dos planos de expansão obtidos pelos agentes investidores e pelo plano de retirada de serviço das unidades que constituem o parque electroprodutor inicial. É de destacar que no nono período do horizonte de planeamento é atingido o valor máximo da margem de reserva admitido para o sector. Esta foi uma das restrições que mais vezes foi violada na análise global dos planos de expansão individuais preparados pelos agentes investidores.



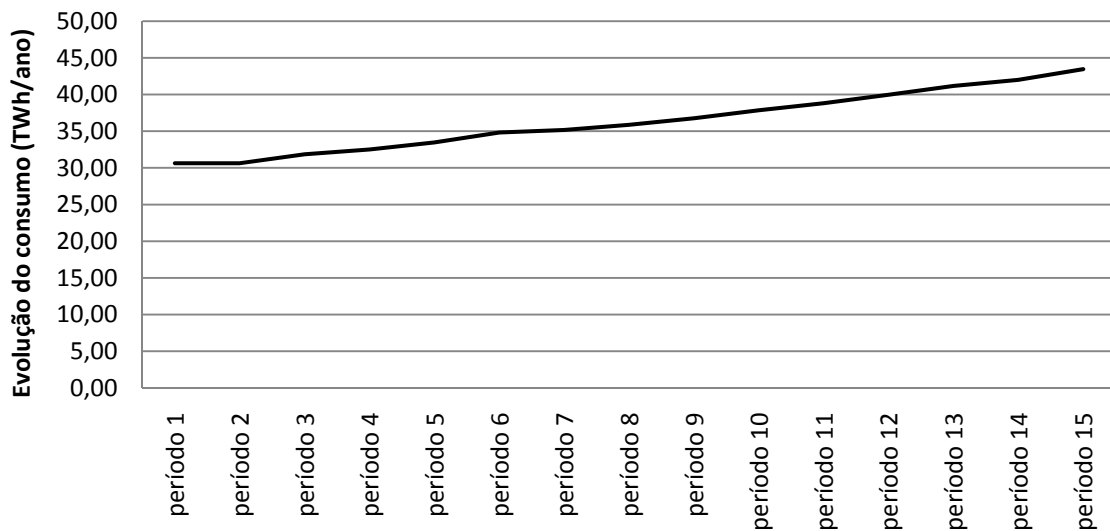
**Figura 6.15** - Evolução da margem de reserva do sistema produtor.

Na Figura 6.16 apresenta-se a evolução do LOLE para o sistema para cada período do horizonte de planeamento. O valor do LOLE diminui ao longo do horizonte de planeamento influenciado pelo aumento da margem de reserva do sistema.



**Figura 6.16** - Evolução do LOLE.

Na Figura 6.17 apresenta-se a evolução do consumo para o sistema para cada período do horizonte de planeamento. A taxa média obtida para o aumento de consumo foi de 2,80 %/ano. Este valor resultou do processo estocástico utilizado para modelizar este parâmetro em que foi considerada uma FDP Normal com valor médio 3 % e desvio padrão de 1 %, tal como referido anteriormente.



**Figura 6.17** - Evolução do consumo.

O PELPSE que demorou mais tempo a resolver foi o associado ao agente investidor B, necessitando neste caso de serem realizadas 1200 iterações para se atingir a convergência do Algoritmo Genético o que implicou um tempo de computação de, aproximadamente, 20 minutos.

Com o objectivo de avaliar a influência do aumento do horizonte de planeamento nos planos de expansão obtidos pelos agentes investidores considerou-se, em seguida, que o horizonte de planeamento aumentava para 20 anos. Associado a este aumento do horizonte de planeamento, considerou-se ainda que os agentes investidores dispunham da mesma quantidade de capital para investir que tinham nos 5 primeiros anos considerados para o caso base. Os restantes dados foram considerados iguais aos do caso base. Os resultados obtidos assumiram uma evolução muito idêntica à obtida para o caso base. A realização dos novos investimentos continuava a concentrar-se nos primeiros períodos considerados para a disponibilidade de capital. Neste caso, houve a necessidade de restringir a

capacidade a instalar nos últimos 5 períodos do horizonte de planeamento uma vez que era ultrapassado o valor máximo admitido para a margem de reserva de capacidade instalada para o sistema. Os restantes parâmetros assumiram um comportamento idêntico ao obtido para o caso base.

O comportamento dos resultados descritos admitindo que o horizonte de planeamento aumentava de 15 para 20 anos permitiu validar a hipótese adoptada para a realização do estudo inicial ao considerar-se que, entre o final do horizonte de planeamento e o período 47º, o comportamento dos diversos parâmetros era semelhante ao considerado para o horizonte em análise.

#### **6.4 Estudos de sensibilidade em relação ao caso base**

Nesta secção são apresentados os resultados de estudos realizados em função do caso base detalhado anteriormente. O objectivo destes estudos consiste em avaliar o impacto que alterações do valor de alguns parâmetros em relação aos adoptados no caso base podem ter nos resultados finais.

##### **6.4.1 Avaliação económica de um investimento**

Nesta secção são apresentados os resultados de estudos de sensibilidade em relação ao caso base e para uma das tecnologias consideradas. A metodologia utilizada foi descrita na Secção 4.4 do Capítulo IV. O objectivo deste tipo de estudos é o de permite refinar os resultados obtidos através de uma análise mais específica sobre uma determinada tecnologia de produção de energia eléctrica de modo a caracterizar o impacto de variações em parâmetros de entrada sobre os resultados obtidos.

O estudo incidirá sobre uma unidade de produção utilizando a tecnologia 2. Alguns dos parâmetros associados à tecnologia a avaliar são apresentados na Tabela 6.15.

**Tabela 6.15** - Características da tecnologia 2.

$X^j$ (MW)	200	
Tempo de Vida útil (Anos)	25	
Custo de Instalação (€/MW)	700 000	
	Média	Desvio Padrão
$Cfixos_s$ , inicial (€/MW.ano)	7655	382
$tact_t$ , inicial (%/ano)	5	1
Taxa de crescimento dos $Cfixos_s$ (%/ano)	1	0,50
Taxa de crescimento $tact_t$ (%/ano)	1	0,50

O preço da energia eléctrica, o factor de utilização da tecnologia 2 para cada subperíodo mensal considerado e os custos variáveis de exploração utilizados nesta simulação são os obtidos com a utilização do modelo dinâmico para o plano de expansão final para o caso base considerando um horizonte de planeamento de 15 anos. O preço da energia eléctrica é representado por uma FDP Log-Normal, com o valor médio igual ao obtido na simulação do mercado e considerando um desvio padrão de 5 % relativamente ao valor médio. O factor de utilização e os custos de exploração são modelizados através de FDP Normais em que o valor médio é igual ao obtido através da simulação do mercado e o desvio padrão corresponde a 5 % do valor médio.

A Figura 6.18 apresenta os valores obtidos para o VAL representados através de uma FDP Normal, em conjunto com o histograma de frequências respectivo. Da análise da Figura 6.18 pode-se concluir que o VAL pode assumir valores muito diferentes o que reflecte a forma como os parâmetros de entrada são modelizados e a incerteza que lhes está associada. A FDP associada ao VAL assume os seguintes valores para os seus parâmetros: Média = 31,32 milhões de euros e Desvio Padrão = 57,05 milhões de euros. Por outro lado, podemos constatar que a probabilidade de obtermos um VAL maior que zero é elevada.

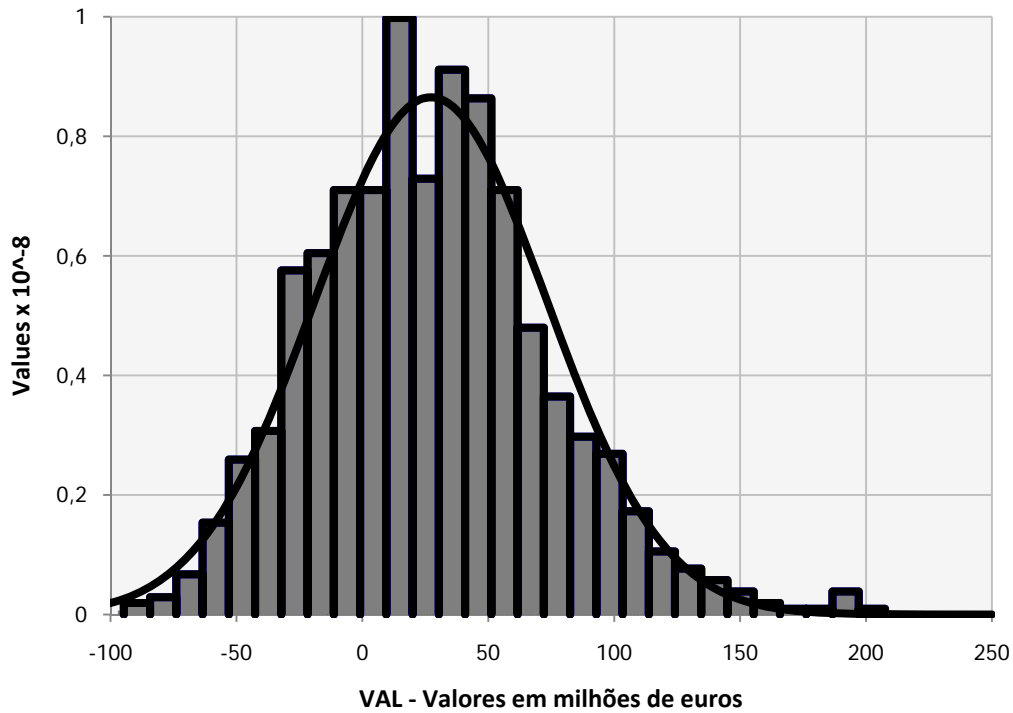


Figura 6.18 - FDP Normal e histograma de frequências para o VAL.

A Figura 6.19 representa a curva de probabilidades acumulada de forma a obter uma melhor percepção da probabilidade associada aos possíveis valores que o VAL pode assumir. De acordo com esta figura, pode-se verificar que a probabilidade do projecto avaliado apresentar um valor para o VAL inferior a zero é de aproximadamente 0,3.

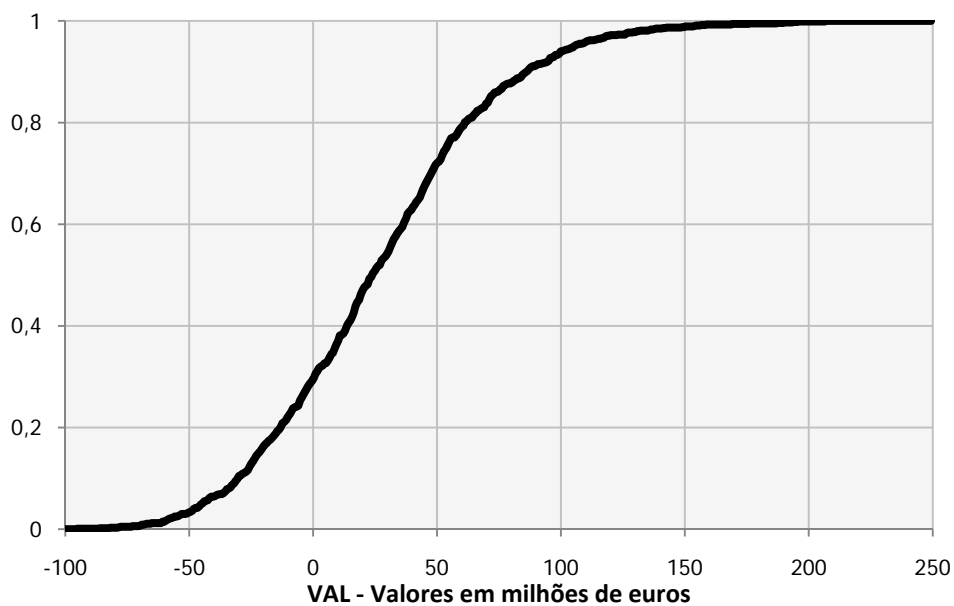
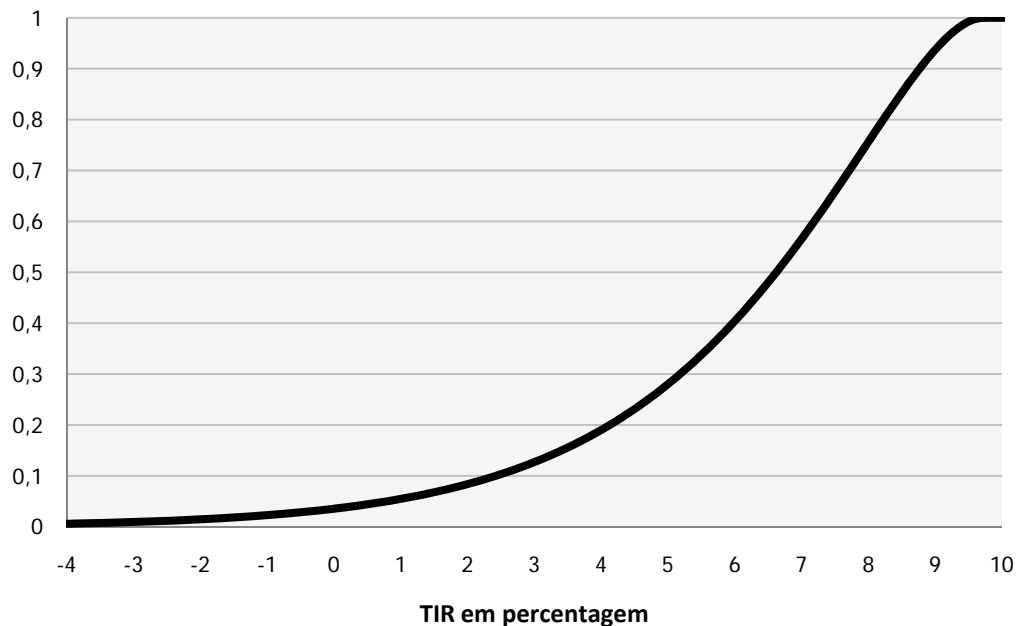


Figura 6.19 - Representação da FDP acumulada para o VAL.

Os resultados obtidos para a TIR são apresentados na Figura 6.20 através da FDP acumulada. Pode-se constatar pela análise desta figura que a probabilidade do projecto apresentar um valor para a TIR superior à taxa de actualização base, 5 %, considerada para a avaliação do projecto é elevada (cerca de 0,7). Com esta informação, o agente investidor obtém elementos para poder avaliar o risco associado ao projecto ficando, assim, melhor alertado para os diferentes cenários que podem ocorrer tendo em conta as incertezas associadas aos parâmetros considerados para a avaliação do projecto.



**Figura 6.20** - Representação da FDP acumulada para a TIR.

#### **6.4.2 Análise de sensibilidade relativa a uma unidade produtora**

Conforme descrito no Capítulo IV, outro dos objectivos associados à implementação desta metodologia corresponde à realização de estudos de sensibilidade tendo em conta a variação dos valores de alguns parâmetros de forma individual. Com este tipo de estudos é possível, por exemplo, identificar quais os parâmetros que mais influência têm no valor do VAL associados ao projecto em análise.

Assim, na Figura 6.21 é apresentado o resultado do estudo que permite identificar quais os parâmetros que mais influência têm no comportamento do VAL. Considerou-se que os valores dos parâmetros factor de utilização, preço da energia eléctrica, taxa de actualização e custos variáveis de exploração e de manutenção variam entre -10 % e 10 % relativamente

aos valores médios utilizados para a definição das FDP utilizadas para o estudo base.

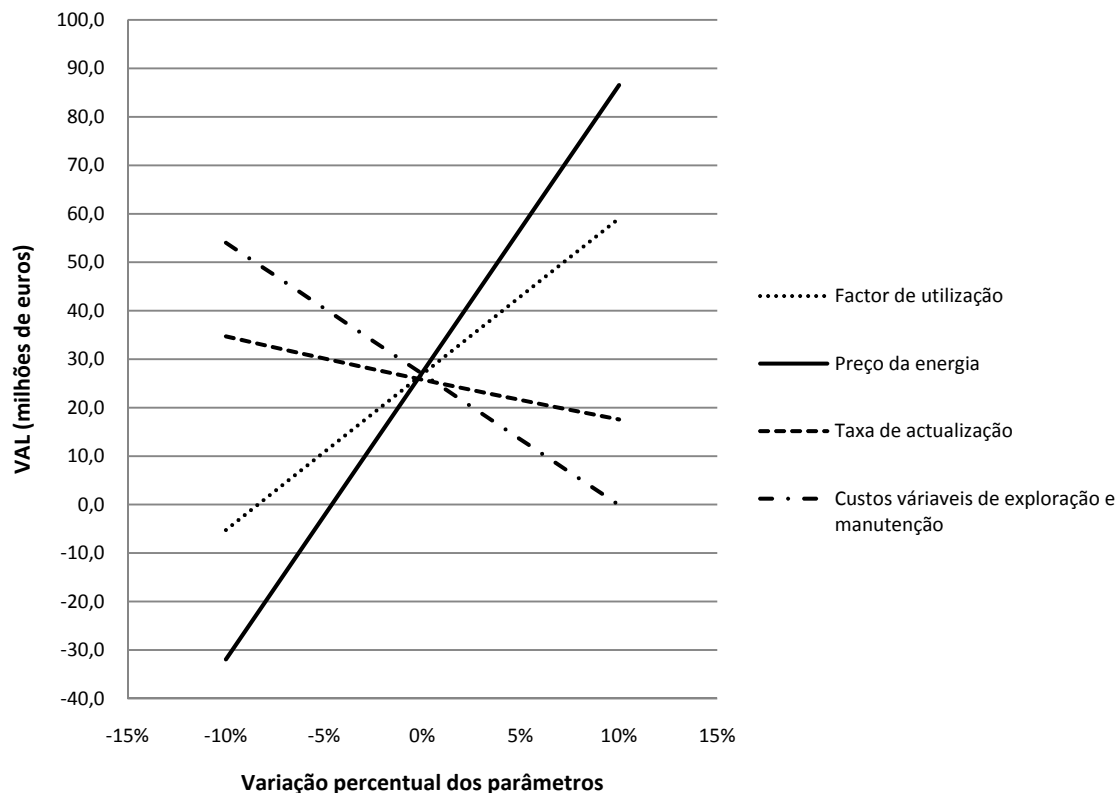


Figura 6.21 - Estudo de sensibilidade para o VAL.

Da análise dos resultados obtidos conclui-se que os parâmetros que mais impacto têm na variação do VAL são o preço da energia eléctrica e o factor de utilização, seguidos pelos custos variáveis de exploração e de manutenção e pela taxa de actualização. O preço da energia eléctrica e o factor de utilização são dois parâmetros que dependem de forma substancial das condições de mercado. Por sua vez, estas condições são influenciadas pela interacção com os restantes agentes investidores e pela constituição do parque electroprodutor. Este facto permite realçar a importância da utilização desta metodologia ao permitir simular de forma dinâmica o funcionamento do sector eléctrico permitindo aos agentes investidores estudarem diferentes cenários que contemplem a evolução do sistema electroprodutor, a respectiva composição ao nível das tecnologias utilizadas, estratégias adoptadas pelos agentes concorrentes e, como resultado, obterem informação sobre o comportamento dos parâmetros anteriormente referidos.



### 6.4.3 Influência da variação dos custos de investimento

Nesta secção pretende-se avaliar a influência do aumento do custo de investimento numa tecnologia nos planos de expansão apresentados pelos agentes investidores. Relativamente ao caso base, considerou-se que os custos de investimento da tecnologia 2 aumentam em 20 %. Este aumento irá também ter reflexos nos custos de capital associados a esta tecnologia. Na Tabela 6.16 são apresentados os novos valores considerados para o custo de investimento e para o custo de capital. Os valores dos restantes parâmetros relativos a esta tecnologia, bem como os das restantes tecnologias, mantêm-se iguais aos considerados no caso base.

**Tabela 6.16** – Novos valores para os custos de investimento e de capital para a tecnologia 2.

Parâmetros	Valores dos parâmetros que definem as FDP	
	Tec_2	
	Média	Desvio padrão
Custo de Investimento (€MW)	840000	42000
Custo de capital devido ao empréstimo (€MW.ano)	59600	2900

Nas Tabelas 6.17, 6.18 e 6.19 são apresentados os resultados obtidos para os novos planos de expansão pelos três agentes investidores. Da análise dos novos planos de expansão conclui-se que ocorre uma diminuição significativa de investimento na tecnologia 2, que é compensada através de um aumento da potência instalada nas tecnologias 1 e 3. A distribuição em percentagem por tecnologia e para o horizonte de planeamento é a seguinte: 33,93 % de potência instalada na tecnologia 1, 23,21 % na tecnologia 2 e 42,86 % na tecnologia 3. Em comparação com os resultados obtidos nas condições do caso base, verifica-se que a participação da potência instalada na tecnologia 2 reduz-se de 25,97 % enquanto que a percentagem de participação das tecnologias 1 e 3 aumentam de 12,62 % e de 13,35%.

**Tabela 6.17** – Resultado do PELPSE para o agente investidor A.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	100	100	200
2	100	100	200
3	-	-	200
6	100	100	200
7	100	100	200
8	-	-	200

**Tabela 6.18** – Resultado do PELPSE para o agente investidor B.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	200	100	-
2	200	100	-
6	200	100	-
7	200	100	-
11	200	100	-
12	200	100	-

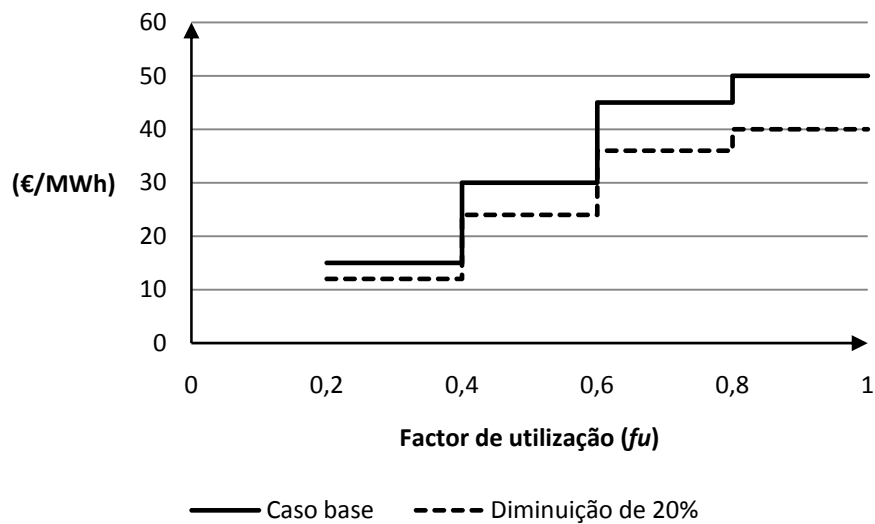
**Tabela 6.19** – Resultado do PELPSE para o agente investidor C.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	100	100	200
2	-	-	200
6	100	100	200
7	-	-	200
11	100	100	200
12	-	-	200

Em comparação com os resultados obtidos no caso base verificou-se que o preço médio da energia eléctrica aumentou de 36,30 €/MW.h para 37,12 €/MW.h, a taxa média de aumento do consumo diminuiu de 2,80 %/ano para 2,45 %/ano, o valor médio do LOLE aumentou de 1,20 h/ano para 1,24 h/ano e o valor médio da margem de reserva diminuiu de 35,20 %/ano para 34,10 %/ano. A evolução dos valores dos factores de utilização das três tecnologias é idêntica à obtida no caso base.

#### 6.4.4 Influência da variação do custo de exploração

Com o objectivo de analisar a influência da variação do custo de exploração no plano de expansão obtido pelos agentes investidores, considerou-se que, em comparação com o caso base, os custos de exploração da tecnologia 1 diminuía em 20 %. Esta alteração implica a alteração da função de custo marginal apresentada inicialmente na Figura 6.6. Para esta situação, a função custo associada à tecnologia 1 é agora representada na Figura 6.22 em que se apresentam as funções custo consideradas no caso base e para a situação que será agora analisada.



**Figura 6.22** – Função custo marginal de produção normalizada para tecnologia 1.

As Tabelas 6.20, 6.21 e 6.22 apresentam os resultados finais obtidos para os planos de expansão por cada um dos agentes investidores. Os resultados obtidos permitem constatar que a tecnologia 1 se tornou mais atractiva para a realização de investimento em nova capacidade de produção para todos os agentes investidores. A distribuição em percentagem por tecnologia e para todo o horizonte de planeamento é a seguinte: 44,83 % de potência instalada na tecnologia 1, 32,76 % na tecnologia 2 e 22,41 % na tecnologia 3. Em comparação com os resultados do caso base, verifica-se que a percentagem da potência instalada da tecnologia 1 aumenta 23,52 %, enquanto que a percentagem de participação das tecnologias 2 e 3 reduz-se de 16,42 % e de 7,10 %.

**Tabela 6.20** – Resultado do PELPSE para o agente investidor A.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	200	200	200
2	200	200	200
6	200	200	200
7	200	100	100

**Tabela 6.21** – Resultado do PELPSE para o agente investidor B.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	200	200	-
2	200	100	-
6	200	200	-
7	100	-	-
11	200	200	-
12	100	-	-

**Tabela 6.22** – Resultado do PELPSE para o agente investidor C.

Período	Tec_1 (MW)	Tec_2 (MW)	Tec_3 (MW)
1	200	200	200
6	200	200	200
7	100	-	-
11	200	100	200
12	100	-	-

Na Figura 6.23 é apresentada a evolução do preço médio anual da energia eléctrica para o horizonte de planeamento. A Figura 6.24 apresenta a evolução dos factores de utilização para cada uma das tecnologias consideradas para a realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Em comparação com os resultados obtidos para o caso base verifica-se um aumento significativo do valor do factor de utilização obtido para a tecnologia 1. Para as restantes tecnologias, o valor do factor de utilização não apresenta grandes alterações em relação ao caso base. Estes resultados justificam-se pelo facto da potência instalada nas tecnologias 2 e 3 ter diminuído pelo que, apesar do valor do factor de utilização se ter mantido, a energia efectivamente produzida pelas tecnologias 2 e 3 ser menor que no caso base.

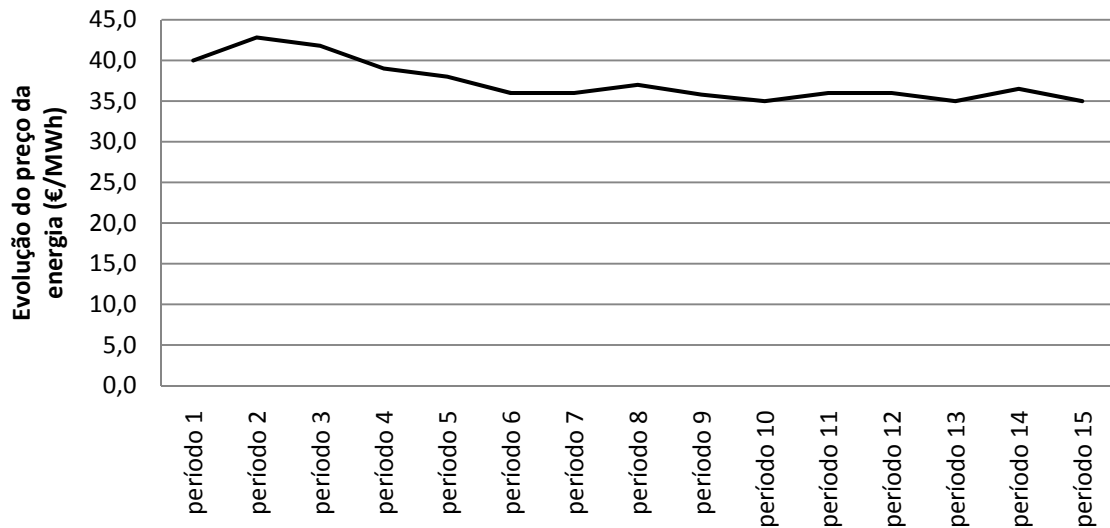


Figura 6.23 - Evolução do preço médio anual da energia eléctrica.

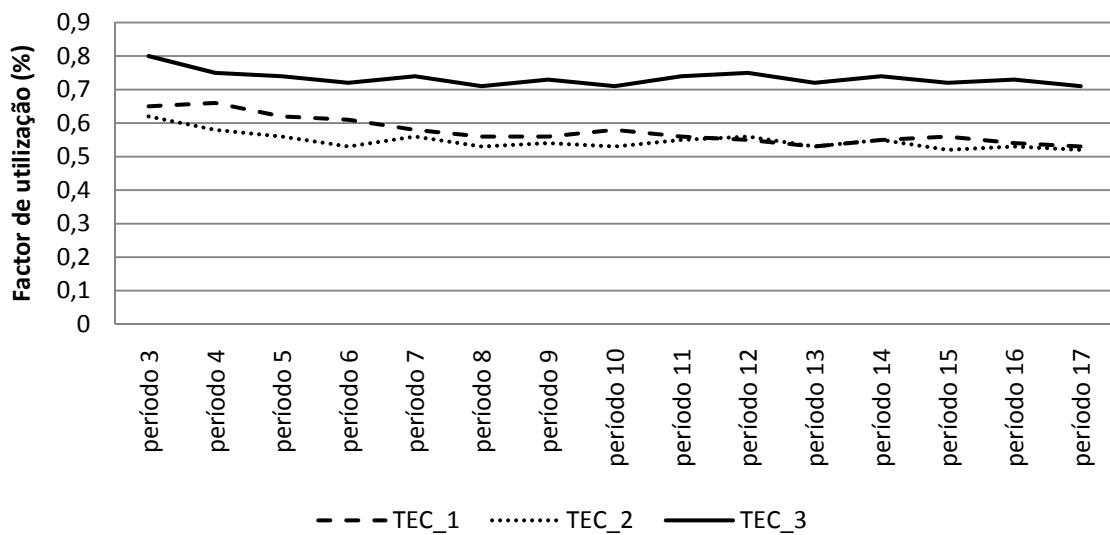


Figura 6.24 - Evolução do factor de utilização para as três tecnologias consideradas para a realização do exercício de planeamento.

A Figura 6.25 apresenta a evolução da margem de reserva do sistema produtor em cada período do horizonte de planeamento. Os valores obtidos para a margem de reserva são um pouco inferiores aos do caso base sendo no entanto de realçar que na maioria dos períodos a margem de reserva do sistema é superior a 30 %.

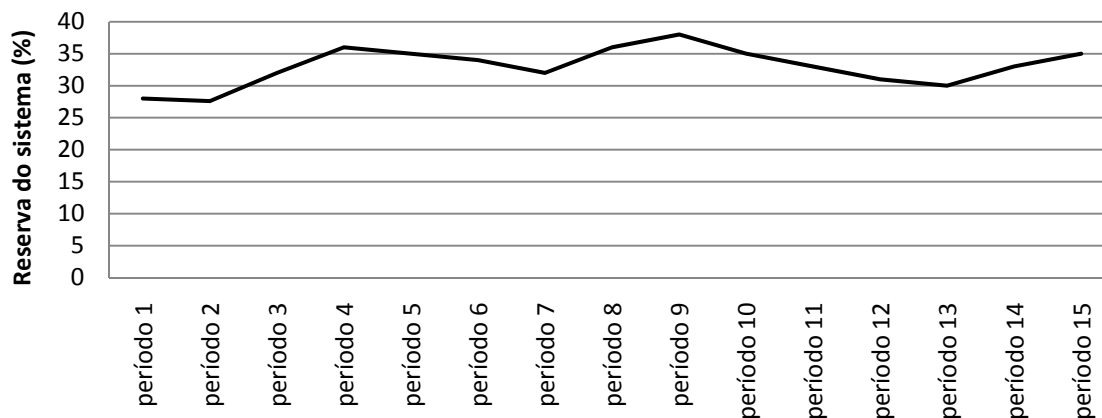


Figura 6.25 - Evolução da margem de reserva do sistema produtor.

Na Figura 6.26 apresenta-se a evolução do LOLE para cada período do horizonte de planeamento. Em comparação com o caso base verifica-se um pequeno aumento do valor do LOLE. Com efeito, o valor médio do LOLE obtido para o caso base foi de 1,20 h/ano, obtendo-se agora o valor de 1,27 h/ano. Destaca-se, no entanto, que a evolução do LOLE é muito idêntica à do caso base e que este comportamento está de acordo com a ligeira diminuição da margem de reserva, já assinalada.

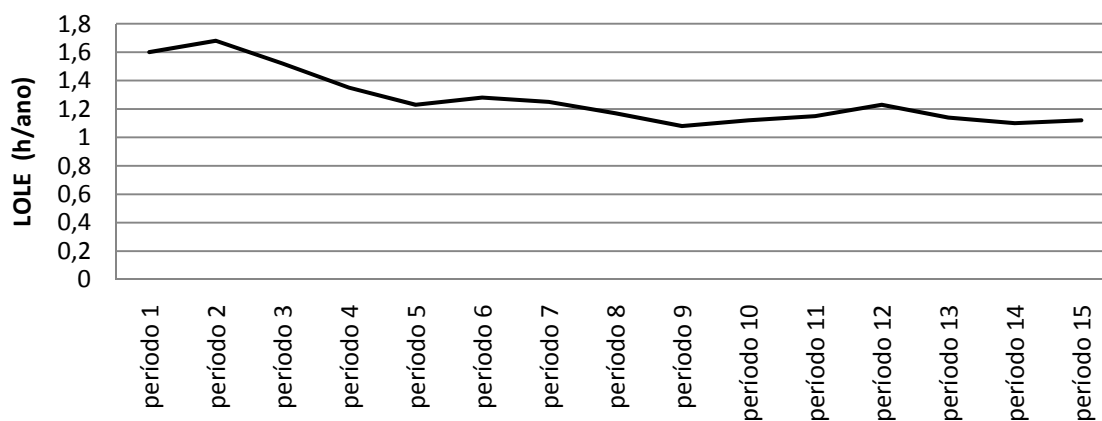


Figura 6.26 - Evolução do LOLE.

Na Figura 6.27 apresenta-se a evolução do consumo do sistema em cada período do horizonte de planeamento.

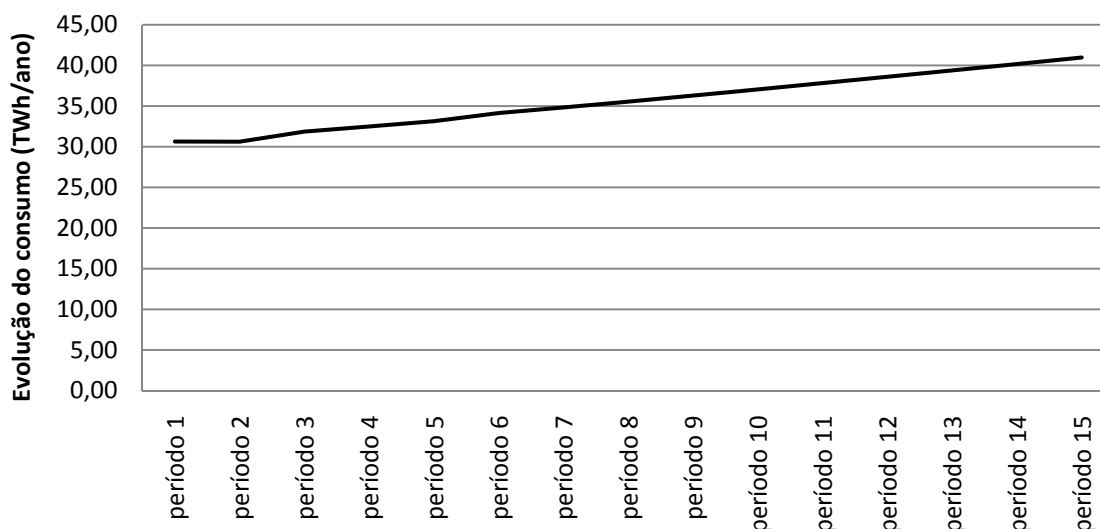


Figura 6.27 - Evolução do consumo.

A taxa média de aumento do consumo foi de 2,31 %/ano, um valor inferior ao obtido no caso base que foi de 2,80 %/ano. A justificação para esta diminuição do consumo está associada ao aumento dos preços da energia eléctrica quando comparados com os obtidos no caso base. Com efeito, o preço médio obtido no caso base foi de 36,30 €/MW.h, tendo agora sido obtido o valor 37,19 €/MW.h. Estes resultados são justificados por haver uma diminuição do valor total de potência instalada (o valor de 6100 MW relativo ao caso base, reduz-se agora para 5800 MW) e, em particular, por se reduzir a potência instalada associada à tecnologia 3 devido ao valor elevado do seu custo de investimento. Isto leva ao aumento do factor de utilização da tecnologias 1 que tem custos de exploração mais elevados o que implica um aumento dos preços e uma diminuição do consumo da energia eléctrica. No modelo dinâmico apresentado na Secção 5.3.6 do Capítulo V é possível verificar que um dos parâmetros que influencia a evolução do consumo é a evolução do preço da energia eléctrica e, à medida que o preço aumenta, a evolução do crescimento do consumo irá ser menor.

#### 6.4.5 Influência da alteração da evolução do consumo

Nos exemplos anteriores considerou-se que a evolução do consumo era obtida pela simulação do funcionamento dinâmico do sector eléctrico. Neste âmbito, a evolução do consumo foi obtida através da metodologia descrita na Secção 5.3.6 do Capítulo V.

Pretende-se nesta secção avaliar a influência que o consumo pode ter nos planos de expansão obtidos pelos agentes investidores. Para este efeito, considerou-se que o consumo evolui com uma taxa de crescimento anual fixa e igual a 4 %/ano enquanto que no caso base foi obtido um crescimento médio de 2,80 %/ano. Na Tabela 6.23, apresentam-se os valores do consumo a considerar para cada período. Estes valores são introduzidos no modelo dinâmico e as simulações realizadas consideram estes valores como dados do problema pelo que a evolução do consumo deixa de ser determinada pelo procedimento descrito na Secção 5.3.6 do Capítulo V.

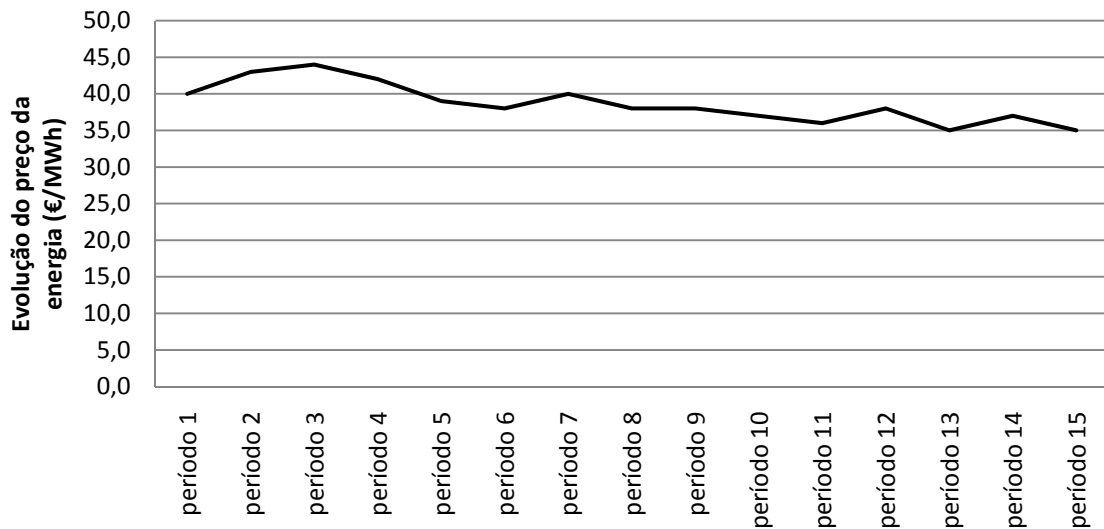
**Tabela 6.23** – Evolução do consumo para o horizonte de planeamento considerando uma taxa de crescimento constante (4 %/ano).

<b>Período</b>	<b>Evolução do consumo (TW.h/ano)</b>
1	30,64
2	31,86
3	33,14
4	34,46
5	35,84
6	37,28
7	38,77
8	40,32
9	41,93
10	43,61
11	45,35
12	47,17
13	49,05
14	51,01
15	53,06

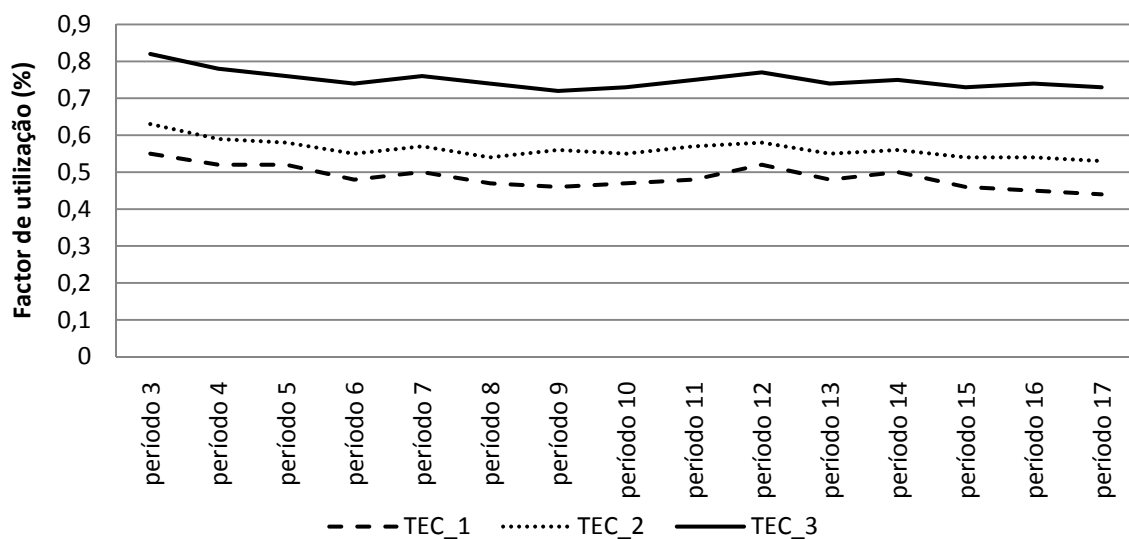
Com esta informação e tendo em conta os restantes valores dos parâmetros considerados no caso base, verificou-se que os planos de expansão obtidos pelos agentes investidores são iguais aos obtidos para o caso base. Estes resultados justificam-se pelo facto de todos os agentes investidores terem esgotado a sua disponibilidade de capital para investirem em nova capacidade de produção. No entanto, verificou-se que houve aumentos dos preços médios da energia eléctrica e nos factores de utilização das três tecnologias consideradas.



Com efeito, no caso base o preço médio foi de 36,30 €/MW.h, e agora foi obtido o preço médio de 38,69 €/MW.h. As Figuras 6.28 e 6.29 apresentam a evolução destas variáveis para este caso de estudo.



**Figura 6.28** - Evolução do preço médio anual da energia eléctrica.



**Figura 6.29** - Evolução do factor de utilização para as três tecnologias consideradas para a realização do exercício de planeamento.

Verificou-se igualmente uma diminuição da margem de reserva e um pequeno aumento do valor do LOLE em comparação com os resultados obtidos para o caso base. Com efeito, no caso base o valor médio obtido para a margem de reserva foi de 35,20 %/ano e agora foi obtido um valor médio de 33,66 %/ano. Relativamente ao LOLE o valor médio obtido para

o caso base foi de 1,20 h/ano e agora foi obtido o valor de 1,23 h/ano. As Figuras 6.30 e 6.31 apresentam a evolução dos valores obtidos para estas variáveis.

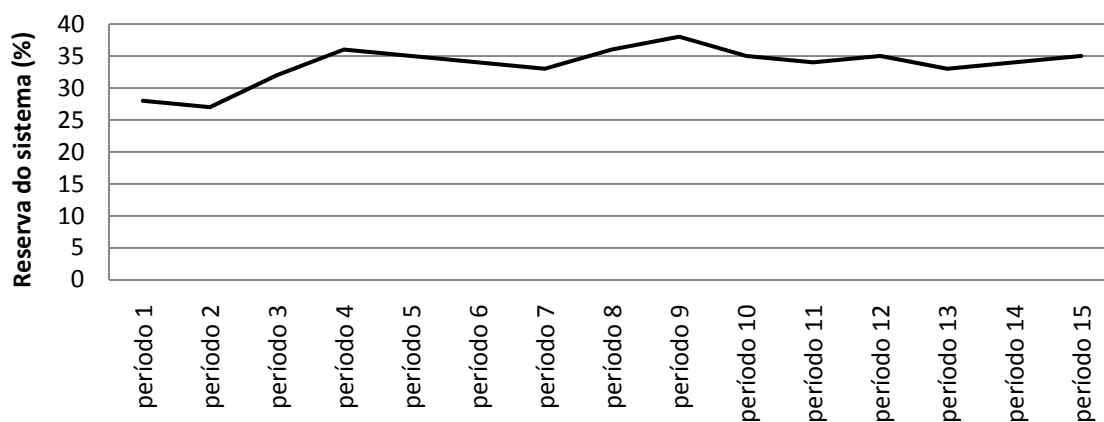


Figura 6.30 - Evolução da margem de reserva do sistema produtor.

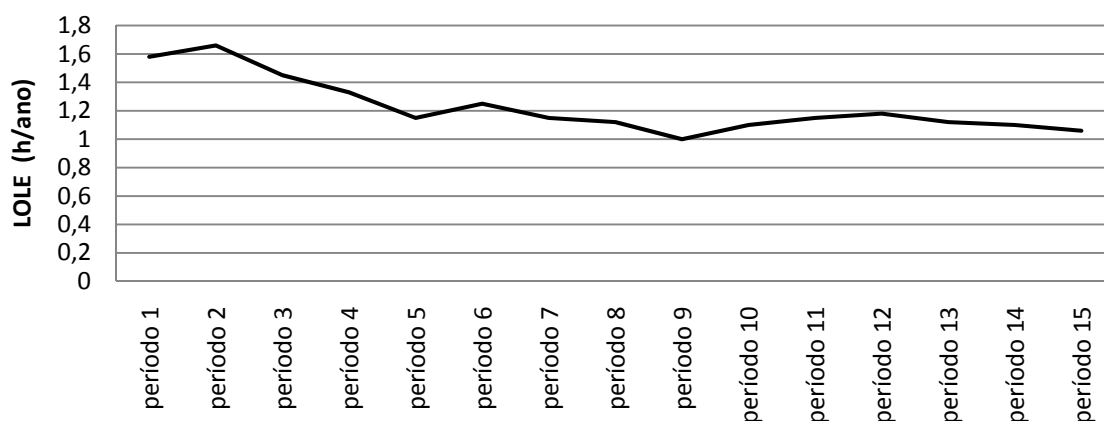


Figura 6.31 - Evolução do LOLE.

## 6.5 Conclusões

Neste Capítulo foram apresentados alguns exemplos de estudo com o objectivo de validar as metodologias desenvolvidas e demonstrar a sua aplicação na resolução do problema de expansão do sistema electroprodutor associado a cada agente investidor tendo em conta a existência de um nível de coordenação.

Com os resultados obtidos pode-se concluir que existe um conjunto de factores que influenciam significativamente a evolução dos planos de expansão obtidos pelos agentes investidores.

Um dos factores está associado à caracterização do sistema electroprodutor para o período inicial do horizonte de planeamento em que é definida a constituição do parque electroprodutor, são identificadas as tecnologias utilizadas e as características que lhes estão associadas. Neste âmbito, são definidos o valor da potência instalada, o número de unidades, as funções custo associadas a cada tipo de unidade térmica e os factores de utilização a considerar para os modelos que simulam a produção proveniente das unidades que utilizam energias renováveis. No caso particular das unidades de produção de energia utilizando fontes renováveis, os valores definidos para a potência instalada no período inicial, bem como a evolução da potência instalada ao longo do horizonte de planeamento, têm impacto no valor da produção de energia em cada período, afectando, por isso, a utilização das unidades térmicas. A sua influência também é sentida na evolução dos preços da energia eléctrica uma vez que se considera que toda a produção proveniente destas unidades é aceite pelo sistema. Nestas condições, quanto maior for a produção proveniente destas fontes menor será a utilização das unidades térmicas. Assim, quando se pretender aplicar as metodologias desenvolvidas a uma situação real será necessário ter acesso a toda a informação relevante para que os planos de expansão obtidos pelos agentes investidores considerem essa influência. Nos estudos realizados assumiu-se que todos os agentes investidores utilizavam a mesma informação associada à evolução da capacidade instalada nestas unidades.

Outro aspecto relevante para realização dos estudos está associado ao plano de saída de serviço das unidades existentes no sistema inicial. Nestes estudos foi definida uma calendarização para a saída de serviço dessas unidades e admitiu-se que todos os agentes investidores possuíam a mesma informação. Numa situação real, cada agente investidor pode assumir, tendo em conta a informação disponível, uma calendarização individual para a saída de serviço das unidades instaladas e, desta forma, reflectir essa informação nos seus planos de expansão.

A especificação do capital disponível para a realização dos investimentos por parte dos agentes investidores e a definição dos períodos em que esse capital está disponível condiciona igualmente os resultados obtidos para os planos de expansão. Dos resultados obtidos verificou-se que os planos de expansão apresentados têm como característica geral a calendarização de investimentos em nova capacidade de produção no início dos períodos

considerados para a disponibilidade de capital. A justificação para este comportamento está associada ao facto de se admitir que a taxa de actualização e os preços dos combustíveis aumentam ao longo do horizonte de planeamento pelo que os custos de investimento e de exploração sofrem igualmente acréscimos. Como resultado o lucro obtido tem tendência para diminuir. Assim, permanecendo os projectos de investimento rentáveis, verifica-se ser mais vantajoso que existam decisões de investimento em novas centrais quando houver disponibilidade financeira. Desta forma, o lucro será calculado em períodos em que, ainda assim, os custos de investimento e de exploração são mais reduzidos.

Os resultados obtidos permitem também concluir que os planos de expansão são influenciados pelas características técnico-económicas consideradas para as tecnologias candidatas para a realização desses planos. O aumento do custo de investimento numa determinada tecnologia tem impacto no valor da capacidade a instalar nos planos de expansão obtidos por parte dos agentes investidores, ocorrendo uma diminuição da potência a instalar nessa tecnologia. Simulou-se igualmente a diminuição do custo de exploração de uma das tecnologias e verificou-se, tendo em conta os dados utilizados, ocorre uma alteração dos planos de expansão apresentados pelos agentes investidores, verificando-se um aumento significativo no valor da potência a instalar nessa tecnologia e do factor de utilização respectivo.

Outro dos estudos realizados consistiu em avaliar o impacto de se considerar que o consumo do sistema eléctrico aumentava a uma taxa constante (4 %/ano) ao longo do horizonte de planeamento. Dos resultados obtidos concluiu-se que esse aumento não implicava alterações nos planos de expansão apresentados pelos agentes investidores em relação ao caso base, nomeadamente por estarem já esgotadas as capacidades financeiras dos três agentes investidores considerados. Uma vez que a capacidade instalada não aumentou, constatou-se que este comportamento do consumo aumentava os preços médios da energia eléctrica, os factores de utilização das diferentes tecnologias, diminuía os níveis de reserva e aumentava o valor do LOLE ao longo do horizonte de planeamento.

A utilização da metodologia para avaliação económica do investimento numa unidade de produção em que é conhecida a potência instalada e o tipo de tecnologia utilizada

detalhada nas Secções 6.4.1 e 6.4.2 permitiu obter resultados que realçam a importância da realização deste tipo de estudos numa fase pós-planeamento. É possível com este tipo de estudos avaliar economicamente o risco associado à decisão de investir numa determinada unidade de produção e realizar estudos de sensibilidade que permitam identificar quais os parâmetros que mais influenciam economicamente um investimento.

Nos estudos realizados considerou-se a existência de um nível de coordenação que tem como objectivo validar os planos de expansão obtidos pelos agentes investidores realizando, para este efeito, estudos que permitem:

- avaliar a evolução da margem de reserva de potência do sistema electroprodutor;
- avaliar a evolução da capacidade instalada em cada tecnologia com o objectivo de não haver um grande desequilíbrio entre os valores das potências instaladas obtidos para as diferentes tecnologias, permitindo desta forma garantir uma diversificação das tecnologias que constituem o parque electroprodutor;
- avaliar a evolução do LOLE para cada período do horizonte de planeamento.

Outros dos objectivos corresponde a avaliar a quota de potência instalada por cada agente investidor em relação à potência total instalada no parque electroprodutor, procurando desta forma evitar que um determinado agente investidor possa assumir uma posição dominante e, desta forma, consiga influenciar, por exemplo, os preços da energia eléctrica.

Em relação ao modelo dinâmico desenvolvido para simular o funcionamento do sector eléctrico deve-se destacar que a utilização desta metodologia permite aos agentes investidores considerarem nos seus planos de expansão a influência dos planos de expansão dos seus concorrentes e, assim, obter como resultados a evolução do preço da energia eléctrica, do factor de utilização para as diferentes tecnologias e da respectiva produção e a evolução do consumo total do sistema. Esta informação é, em seguida, utilizada para construir novos planos de expansão.

Como já foi referido, os resultados da aplicação das metodologias desenvolvidas neste trabalho para ajuda à decisão na construção dos planos de expansão por parte dos agentes investidores dependem de um conjunto de pressupostos que é necessário estabelecer e que

influenciam significativamente os resultados obtidos. O objectivo deste Capítulo foi o de demonstrar a aplicação prática destas metodologias e de realçar os aspectos em que estas podem ajudar os agentes decisores a obterem os seus planos de expansão em nova capacidade de produção, de forma a que o processo de decisão possa decorrer de um modo mais informado.

## **CAPÍTULO VII**

### **CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS**





## **7.1 Conclusões**

Neste Capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido. O planeamento do sector electroprodutor a longo prazo está sujeito a importantes fontes de incerteza. Destaca-se a evolução da composição do parque electroprodutor com particular importância para a potência instalada em unidades de produção que utilizem fontes renováveis, a evolução do consumo, a evolução do custo de exploração, a evolução do custo de capital, a disponibilidade das unidades térmicas, a evolução do preço de mercado da energia eléctrica e o comportamento dos agentes concorrentes.

Assim sendo, torna-se necessário que um agente investidor em nova capacidade de produção tenha em conta estas incertezas na elaboração dos seus planos de investimento, assim como na forma como estes factores irão afectar a exploração das suas unidades de produção e, em consequência, os seus lucros.

As metodologias apresentadas neste trabalho encontram-se adaptadas às alterações das condições verificadas no sector eléctrico com a introdução de maior competitividade, mais incertezas e maior descentralização na tomada de decisões. Nestas circunstâncias, torna-se necessário desenvolver e utilizar novos modelos para análise do sector numa perspectiva de longo prazo.

O modelo apresentado para a resolução do Problema de Expansão a Longo Prazo do Sistema Electroprodutor a utilizar por cada agente investidor permite ajudar a construir planos de investimento em que são analisadas as opções de investimento disponíveis de forma mais adequada e que tem em conta o possível comportamento da concorrência, num ambiente mais competitivo e com maiores riscos. O objectivo a atingir pelos agentes investidores corresponde a obter planos de expansão que lhes permitam maximizar os lucros previstos. Como já foi referido, a introdução de competitividade no sector da produção implica a existência de um grande número de factores que são afectados por incerteza associada à sua evolução a longo prazo e que, em alguns casos, apresentam uma natureza exógena. O investimento em novas unidades de produção caracteriza-se pela necessidade de avultados recursos financeiros que implicam custos de capital elevados e são também classificados como investimentos irreversíveis. A previsão dos lucros é

realizada tendo em conta a previsão da evolução de um conjunto de factores que são incertos, voláteis e dependentes de uma série de factores de risco. A metodologia desenvolvida incorpora a volatilidade dos preços dos combustíveis e do preço de mercado da electricidade, do consumo da energia eléctrica, e dos lucros previstos, considerando os custos de construção, os custos de capital e os custos de funcionamento e de manutenção.

Para a resolução do problema de expansão individual de cada um dos agentes investidores foram utilizados Algoritmos Genéticos uma vez que o problema a resolver se caracteriza por ser um problema de optimização combinatório inteiro e estocástico resultante da consideração de valores *standard* para as potências a instalar em cada uma das tecnologias consideradas para a realização de novos investimentos e pela utilização de funções de distribuição de probabilidade para modelizar alguns dos parâmetros a ter em conta na resolução do problema. Assim, é possível considerar as incertezas associadas ao valor que esses mesmos parâmetros podem assumir ao longo do período considerado para a realização do planeamento da expansão. O método de Monte Carlo foi utilizado para extrair valores das funções de distribuição de probabilidade. Os resultados obtidos permitem concluir que a aplicação dos Algoritmos Genéticos apresenta um bom comportamento na obtenção de soluções adequadas para os planos de expansão com tempos de cálculo considerados aceitáveis.

Como já foi referido, existe um conjunto de parâmetros para os quais é necessário realizar uma previsão para a evolução dos seus valores ao longo do horizonte de planeamento. Num sector em que existem vários agentes a operar, as decisões tomadas por cada um deles provocam alterações no desempenho dos outros. Desta forma, foram apresentadas duas metodologias, uma utilizando o Modelo de Cournot e outra utilizando Sistemas Dinâmicos, que permitem simular o funcionamento do sector eléctrico e, em consequência, obter informação associada à evolução dos valores para os parâmetros a ter em conta na realização do planeamento da expansão do sistema electroprodutor. Conforme descrito no Capítulo V, o Modelo de Cournot permite a obtenção de informação importante, como por exemplo, a evolução dos preços médios da energia eléctrica e a evolução do factor de utilização para cada uma das unidades de produção. No entanto, apresentava limitações na simulação do funcionamento do sector eléctrico uma vez que não permite modelizar de forma correcta a dinâmica associada ao funcionamento do mercado. Com o objectivo de ultrapassar estas limitações e poder obter informação mais adequada e completa foram

utilizados Sistemas Dinâmicos para modelizar o funcionamento do sector eléctrico. A aplicação dos Sistemas Dinâmicos permite obter informação associada à evolução dos preços da energia eléctrica, do consumo de energia eléctrica, dos factores de utilização para cada uma das unidades de produção, à influência da entrada e da saída de serviço de unidades de produção e à influência da existência de unidades de produção de origem renovável, unidades hídricas e parques eólicos. A utilização dos Sistemas Dinâmicos permite incluir as incertezas associadas à evolução do consumo, à evolução da produção proveniente das unidades hídricas e parques eólicos e às variações nos custos variáveis de exploração das unidades térmicas, permitindo que os mesmos sejam modelizados através de processos estocásticos. Outra das grandes vantagens obtidas com a utilização dos Sistemas Dinâmicos está associada à possibilidade de considerar diversos comportamentos dos outros agentes investidores e, como resultado, avaliar o impacto desse comportamento na evolução dos parâmetros anteriormente referidos.

Foi também considerada a existência de uma fase de coordenação em que se pretende avaliar de forma conjunta os planos de expansão individuais preparados pelos agentes investidores e verificar os níveis mínimo e máximo de reserva para a potência instalada em cada período considerado, as quotas máximas de potência instalada relativamente a cada investidor, o nível de fiabilidade associado a cada período do planeamento, calculando para cada um deles o valor esperado de horas em que o sistema não será capaz de alimentar a carga. Nesta fase, é igualmente possível especificar requisitos a nível estratégico para a composição do sistema electroprodutor, como por exemplo, capacidades máximas ou mínimas a instalar para cada uma das tecnologias consideradas disponíveis para a realização dos planos de investimento.

Os resultados obtidos com a aplicação das metodologias desenvolvidas para ajuda à decisão na construção dos planos de expansão por parte dos agentes investidores são muito dependentes de um conjunto de pressupostos que foi necessário estabelecer e que incluem a definição do parque electroprodutor existente no período inicial do horizonte de planeamento, com destaque para a sua composição ao nível das tecnologias utilizadas, o número de unidade existente de cada uma das tecnologias, as capacidades instaladas, as funções custo associadas a cada tipo de unidades térmicas, a capacidade instalada em unidades de produção que utilizam fontes renováveis, a modelização adoptada para os factores de utilização e a previsão realizada para a evolução da capacidade a instalar ao

longo do horizonte de simulação neste tipo de unidades. Outros aspectos relevantes para obtenção dos planos de expansão por parte dos agentes investidores estão associados ao plano de retirada de serviço considerado para as unidades que constituem o parque electroprodutor inicial, a margem de reserva considerada para o período inicial, a modelização do diagrama de cargas classificado, o processo de modelização adoptado para a evolução do consumo, a definição do capital disponível para a realização de investimentos em nova capacidade de produção por parte dos agentes e respectiva calendarização e o tipo de tecnologias consideradas disponíveis para a realização dos planos de expansão e respectivas características técnico-económicas. Os resultados obtidos pela aplicação das metodologias desenvolvidas permitem evidenciar o seu potencial para a resolução do problema associado à expansão do sistema electroprodutor num ambiente competitivo.

Em resumo, nesta Tese foi descrito o desenvolvimento de uma metodologia de suporte à decisão para o planeamento a longo prazo de investimentos em novas unidades de produção num ambiente reestruturado para o sector eléctrico. Esta metodologia:

- pode ser utilizada por cada agente investidor para ajudar à construção de planos de investimento a longo prazo;
- apresenta uma grande utilidade porque o problema de planeamento da expansão do sistema electroprodutor é actualmente mais afectado por incertezas pelo que se deve dispor de aplicações que permitam internalizar o comportamento de diversos parâmetros bem como as suas interdependências;
- permite considerar diversos comportamentos dos outros agentes investidores;
- permite realizar análises de sensibilidade para avaliar o impacto nos resultados de alterações nos valores utilizados para diversos parâmetros considerados. Desta forma, será possível identificar quais os parâmetros que poderão afectar os resultados de um modo mais intenso. Esta informação será útil aos agentes investidores de modo a gerir o risco associado às decisões de investimento e, assim, construir planos mais robustos;
- poderá ser útil para agências reguladoras ou órgãos do estado para construir planos de referência, ou para avaliar ao longo do tempo como irá evoluir o sistema electroprodutor em face das decisões de construção já assumidas e divulgadas pelos diversos agentes investidores;

- pode ainda ser utilizada por agências reguladoras para avaliar o interesse/impacto em considerar alterações nas regras de funcionamento do mercado, por exemplo, relacionadas com o estabelecimento de *price caps*, ao preço obtido no mercado diário.

## **7.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros**

Por forma a desenvolver e melhorar a metodologia desenvolvida sugere-se que futuramente sejam investigados os aspectos que a seguir se enunciam:

- a produção eólica e a cogeração beneficiam actualmente em Portugal do estatuto de Produção em Regime Especial, o que faz com que toda a sua produção seja aceite pelo sistema e que a sua remuneração seja realizada de uma forma generosa e subsidiada por todos os consumidores. À medida que a potência instalada deste tipo aumenta e que os montantes dos subsídios correspondentes aumentam e têm um peso cada vez maior na Tarifa de Uso Global do Sistema, torna-se mais urgente tratar esta potência de uma forma menos privilegiada. A metodologia desenvolvida deverá ser adaptada para acomodar estas tecnologias como variáveis de decisão dos investidores;
- os modelos adoptados para a componente hídrica (quer a fio de água, quer de albufeira) deverão ser refinados de modo a considerar variações anuais de afluências e também variações de afluências dentro de cada ano. Para esse efeito, o modelo deverá prever, por exemplo, uma maior discretização temporal, a nível trimestral ou, se necessário, mensal bem como permitir simular estratégias de participação no mercado reflectindo o valor esperado da água;
- o modelo deverá evoluir para permitir modelizar picos de preços, *price spikes*. Estes picos apresentam em geral uma duração curta mas é a partir deles que são remuneradas as centrais de ponta. Assim, uma modelização mais refinada da composição dos parques electroprodutores, deverá exigir a modelização adequada dos picos de preços;
- o modelo desenvolvido admite que o valor do FOR e dos custos fixos se mantêm constantes ao longo do horizonte de planeamento. Esta constitui igualmente uma visão simplificada da realidade. Uma possível evolução corresponde a subdividir o

horizonte de planeamento em conjuntos de anos de modo a permitir que, em cada um desses conjuntos e para cada tecnologia, sejam especificados valores diferentes para os parâmetros referidos;

- o modelo, na sua versão actual, considera que os geradores são pagos apenas de acordo com a energia produzida. Em diversos sistemas eléctricos encontra-se prevista a existência de pagamentos por capacidade. Deverá ser investigada a necessidade de incluir este tipo de mecanismos como forma de tornar os investimentos mais atractivos, nomeadamente em situações em que a margem de reserva e o LOLE, no ano inicial, se encontrem muito degradados e seja necessário fornecer um sinal económico forte que induza rapidamente novos investimentos;
- ainda em relação à remuneração dos geradores, admitiu-se como já foi referido que essa remuneração era originada apenas pela energia produzida. Na realidade, os geradores podem igualmente oferecer serviços auxiliares, sendo diversos deles considerados como não obrigatórios e remunerados. Muitos autores consideram que os montantes obtidos pelos geradores pelo fornecimento de serviços auxiliares são reduzidos e que, portanto, se podem desprezar estes montantes para avaliar a rentabilidade de um investimento. No entanto, em sistemas eléctricos com uma forte presença de produção dependente de recursos primários voláteis, como a produção eólica, o nível de reservas poderá ser elevado e, portanto, a remuneração obtida por via dos serviços auxiliares será mais elevada. Nestas condições, será conveniente a modelização desta componente de modo a representar mais adequadamente diversos sistemas reais;
- por outro lado, a plataforma de mercado implícita no modelo desenvolvido é um *pool* em que se admite que a carga é fortemente inelástica. Na verdade, a maior parte dos sistemas existentes são mistos, prevendo-se igualmente a contratação bilateral. O modelo deverá evoluir igualmente neste sentido prevendo um mecanismo que permita simular a contratação bilateral até como uma forma de tornar o mercado diário mais competitivo;
- ainda no que se refere à modelização do comportamento do consumo, seria interessante que o modelo permitisse modelizar uma evolução crescente da elasticidade do consumo em relação ao preço de forma a considerar a evolução tecnológica e o crescente desenvolvimento da produção descentralizada em pequena escala;

- no modelo desenvolvido foi considerado um atraso constante entre o instante em que um investimento é decidido e a entrada em funcionamento da central respectiva. Por diversas razões, associadas por exemplo ao risco inerente ao processo de decisão ou à dificuldade em licenciar diversas centrais, este modelo simplista deverá ser refinado considerando para cada investidor e, eventualmente para cada tecnologia, carteiras de centrais ainda não licenciadas, carteiras de centrais já licenciadas e carteiras de centrais em construção. Os investimentos poderiam assim passar progressivamente de uma carteira para outra, tendo em conta processos estocásticos para representar os períodos de tempo entre eles. Nestas condições, a utilização da Teoria das Opções Reais será um campo de investigação a introduzir com o objectivo de permitir melhorar o processo de decisão;
- a metodologia desenvolvida admitiu que o mercado era puramente competitivo do lado da produção pelo que todos os agentes produtores foram considerados *price-takers*. Considera-se particularmente interessante investigar como este modelo se poderá adaptar a muitas situações reais em que existe uma empresa dominante;
- finalmente, deverá ser modelizado o mercado de emissões de CO<sub>2</sub> de modo a internalizar estes custos e tornar mais realistas os preços obtidos no mercado de electricidade.

A finalizar, a extensa lista de possíveis desenvolvimentos futuros quererá significar que este trabalho contribuiu para abrir uma nova área de investigação e que, apesar de inicial, a metodologia desenvolvida apresenta um elevado potencial para ser utilizada em situações reais por diversos agentes que actuam no sector eléctrico.





## Referências

[Aarts\_97] Aarts Emile, Lenstra Jan Karel, “*Local Search in Combinatorial Optimization*”, John Wiley & Sons, 1997.

[Alaywan\_98] Alaywan, Z., Allen J., “*California Electric Restructuring; a Broad Description of the Development of the California ISO*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, N°. 4, November 1998.

[Allaz\_93] Allaz B., Vila J-L, “*Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency*”, Journal of Economic Theory, Vol.59, pp. 1-16, February 1993.

[Almeida\_08] Almeida P., “*Remuneração de Investimentos nas Redes*”, A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007, ERSE, 2008.

[Antunes\_03] Antunes C. H., Martins A. G. “*Models for EnergyPolicy, Planning and Management*”, Annals of Operational Research, Vols. 120 and 121, 2003.

[Antunes\_04] Antunes C. H., Martins A. G., Brito I., “*A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning*”, Energy, Vol. 29, pp. 613 - 627, 2004.

[Bertsekas\_00] Bertsekas D.P., “*Dynamic Programming and Optimal Control*”, 2nd edition, Athena Scientific, 2000.

[Billington\_94] Billington R., Allan R. N., “*Reliability Evaluation of Power Systems*”, Plenum Press, New York and London, 1994.

[Billinton\_88] Billinton R., Allan R. N., “*Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*”, Kluwer, Dordrecht, 1988.

[Billinton\_91] Billinton R., Gan L., “*Use of Monte Carlo Simulation in Teaching Generation Capacity Adequacy Assessment*”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, N.º 4, pp. 1571 – 1577, November 1991.

[Billinton\_92] Billinton R., Gan L., “*A Monte Carlo Method for Multi-Area Generating Systems Reliability Assessment*”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, N.º 4, pp. 1487 – 1492, November 1992.

[Bohi\_84] Bohi Douglas R., Zimmerman Mary; “*An Update of Econometric Studies of Energy Demand*”, Annual Review of Energy, Vol. 9, pp. 105-154, November 1984.

[Botterud\_02] Botterud A., Korpas M., Vogstad K-O., Wangensteen I., “*A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market*”, Proceedings 14th Power Systems Computation Conference, Seville, Spain, June 2002.

[Botterud\_03b] Botterud A., “*Long-Term Planning in Restructured Power Systems. Dynamic Modelling of Investments in New Power Generation under Uncertainty*”, PhD Thesis, The Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Department of Electrical Power Engineering, 2003.

[Boulangera\_05] Boulangera P., Bréchet T., “*Models for policy-making in sustainable development: The state of the art and perspectives for research*”, Ecological Economics, Vol. 55, N°. 3, pp. 337-350, November 2005.

[Bower\_00] Bower J., Bunn D., “*Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity*”, The Energy Journal, Vol. 21, N°. 3, 2000.

[Braimeier\_07] Braimeier Markus and Banzhaf Wolfgang, “*Linear Genetic Programming - Genetic and Evolutionary Computation*” Springer-Verlag New York, Inc, 2006.

[CAISO\_06] CAISO, “*Why Does California Need a New Market Design?*”, California Independent System Operator, Your Link to Power, December 2006, [www.caiso.com](http://www.caiso.com).

[Chapman\_02] Chapman Chris, Ward Stephen, “*Managing Project Risk and Uncertainty A Constructively Simple Approach to Decision Making*”, John Wiley & Sons, 2002.

[Chridtic\_98] Chridtic Richard D., Wangensteen Ivar, “*The Energy Market in Norway and Sweden: Introduction*”, IEEE Power Engineering Review, Vol. 18, N°. 1, February 1998.

[Chuang\_01] Chuang Angela S., Wu Felix, Varaiya Pravin, “*A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, N°. 4, pp. 885 – 891, November 2001.

[CISO\_99] California Independent System Operator, “*Annual Report on Market Issues and Performance*”, June 1999, ([www.caiso.com](http://www.caiso.com)).

[Climaco\_95] Climaco J., Antunes C. H., Martins A. G., Almeida A. T., “*A multiple objective linear programming model for power generation expansion planning*”, International Journal of Energy Research, Vol. 19, pp. 419-432, 1995.

[CNE/ERSE\_02] CNE, ERSE, “*Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*”, Comisión Nacional de Energía – CNE, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico – ERSE, Março 2002.

[CNE\_02] Comisión Nacional de Energía, “*Breve Comparación de los Sistemas Eléctricos de España y Portugal*”, Febrero 2002, ([www.cne.es](http://www.cne.es)).

[CNSE\_00a] Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, “*Puesta en Marcha del Mercado Mayorista*”, España, Julio 2000, ([www.cne.es](http://www.cne.es)).

[CNSE\_00b] Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, “*El Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el Año 1998*”, España, Enero 2000, ([www.cne.es](http://www.cne.es)).

[Cross\_96] Cross E. D., “*Electric Utility Regulation in the European Union*”, Wiley, London, 1996.

[Dahl\_93] Dahl Carol, “*A Survey of Energy Demand Elasticities in Support of the Development of the NEMS*”, Contract De-AP01-93EI23499, U.S. Department of Energy, 1993.

[Delson\_92] Delson Z., Shahidehpour M., “*Linear Programming Applications to Power System Economics, Planning and Operations*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, N°. 3, August 1992.

[Directiva\_03] Directiva 2003/54/CE sobre as normas comuns para o mercado interno de electricidade e revoga a Directiva 96/92/CE, do Parlamento e do Conselho Europeu, 26 de Julho 2003.

[Directiva\_09] Directiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Directiva 2003/55/CE, Jornal Oficial da União Europeia, L211/94, Agosto de 2009.

[Directiva\_96] Directiva 96/92/CE sobre o mercado interno da electricidade do Parlamento e do Conselho Europeu, 19 de Dezembro 1996.

[Dixit\_94] Dixit A. K., Pindyck R. S., “*Investment under Uncertainty*”, Princeton University Press, Princeton, New Jersey, USA 1994.

[Dyner\_01] Dyner I., Larsen E.R., “*From planning to strategy in the electricity industry*”, *Energy Policy*, Vol.29, pp. 1145-1154, 2001.

[Dyner\_96] Dyner I., Bunn D. W., “*Development of a System Simulation Platform to Analyze Market Liberalization and Integrated Energy Conservation Policies in Colombia*”, Proceedings of the 1996 International System Dynamics Conference, Cambridge, MA, 1996.

[Einhorn\_94] Einhorn Michael A., “*From Regulation to Competition New Fronteries in Electricity Markets*”, Kluwer Academic Publishers, 1994.

[EPRI\_82] Electric Power Research Institute (EPRI), “*Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS)*”, EPRI EL-2561, Palo Alto, CA, 1982.

[ERSE\_01a] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “*Caracterização do Sector Eléctrico - Portugal Continental 2001*”, 2001.

[ERSE\_01b] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “*Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade*”, Novembro de 2001, ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

[ERSE\_05] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “*Desenvolvimento do Sistema Eléctrico Não Vinculado 2004*”, Março de 2005.

[ERSE\_96] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “*Mercado Interno da Electricidade - Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996*”, Dezembro de 1996. ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

[Fatai\_03] Fatai K., Oxley L., Scrimgeour F. K., “*Modeling and Forecasting the Demand for electricity in New Zealand: A Comparison of Alternative Approaches*”, *The Energy Journal*, Vol. 24, Nº. 1, pp. 75 – 102, 2003.

[Fehr\_93] Fehr N., Harbord D., “*Spot Market Competition in the UK Electricity Industry*”, *The Economic Journal*, Nº. 103, 1993.

[Fishman\_96] Fishman George S., “*Monte Carlo: concepts, algorithms, and applications*”, Springer-Verlag New York, 1996.

[FlatabØ\_03] FlatabØ N., Doorman G., Grande O. S., Randen H., Wangensteen I., “*Experience with the Nord Pool Design and Implementation*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, Nº. 2, pp. 541 – 547, May 2003.

[Flynn\_02] Flynn Meadhbh, Sheridan W. Paul, Dillon Joseph D., O’Malley Mark J., “*Reliability and Reserve in Competitive Electricity Market Scheduling*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, Nº. 1, February 2002.

[Ford\_06] Ford A., Bull M., “*Using System Dynamics for Conservation Policy Analysis in the Pacific Northwest*”, System Dynamics Review, Vol. 5, pp. 1-16, December 2006.

[Ford\_97] Ford A., “*System Dynamics and the Electric Power Industry*”, System Dynamics Review, Vol. 13, Nº. 1, pp. 57- 85, 1997.

[Ford\_99] Ford A., “*Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the Western US*”, Energy Policy, Vol. 27, pp. 637-658, October 1999.

[Forrester\_91] Forrester Jay W., “*System Dynamics and the Lessons of 35 Years*”, Sloan School of Management Massachusetts Institute of Technology, A chapter for The Systemic Basis of Policy Making in the 1990s edited by Kenyon B. De Greene, 29 April 1991.

[Fukuyama\_96] Fukuyama Y, Chiang HD, “*A parallel genetic algorithm for generation expansion planning*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N.º 2, pp. 955-961, May 1996.

[Gentle\_05] Gentle James E., “*Random Number Generation and Monte Carlo Methods*”, Second Edition, Springer Science Business Media, 2005.

[Ghosh\_02] Ghosh S., “*Electricity Consumption and Economic Growth in India*”, Energy Policy, Vol. 30, Nº. 2, pp. 125-129, January 2002.

[Goldbarg\_00] Goldbarg M. C., Luna H.P.L., “*Otimização Combinatória e Programação Linear Modelos e Algoritmos*”, Editora Campus, Rio de Janeiro, 2000.

[Goldberg\_89] Goldberg D. E. , “*Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*”, Addison-Wesley, 1989.

[Gorenstin\_92] Gorenstin B. G., Campodonico N. M., Costa J. P., and Pereira M. V., “*Power System Expansion Planning Under Uncertainty*”, in Proceedings of the

IEEE/PES Winter Meeting, New York, 1992.

[Gorenstin\_93] Gorenstin B.G., Campodonico N.M., Costa J.P., Pereira M.V.F, “*Power system expansion planning under uncertainty*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, N°.1, pp. 129-136, 1993.

[Green\_97] Green R., “*Electricity Transmission Pricing: an International Comparison*”, Utilities Policies, Great Britain, Vol. 6, N°. 3, September 1997.

[Green\_99] Green R., “*Draining the Pool: the Reform of Electricity Trading in England and Wales*”, Energy Policy, Kidlington, September 1999.

[Haupt\_04] Haupt Randy L., Haupt Sue Ellen, “*Practical Genetic Algorithms*”, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2004.

[Hillier\_95] Hillier Frederick S., Lieberman Gerald J., “*Introduction to operations Research*”, Sixth Edition, McGRAW-HILL International Editions, 1995.

[Hobbs\_00] Hobbs B.F., Meier P., “*Energy Decisions and the Environment: A Guide to the Use of Multicriteria Methods*”, Kluwer Academic Publishers, 2000.

[Hobbs\_95] Hobbs B.F., “*Optimization methods for electric utility resource planning*”, European Journal of Operational Research, Vol. 83, pp. 1 - 20, 1995.

[Hunt\_96] Hunt Sally, Shuttleworth Graham, “*Competition and Choice in Electricity*”, John Willey & Sons, 1996.

[Ibe\_05] Ibe Oliver C., “*Fundamentals of Applied Probability and Random Processes*”, Elsevier Academic Press, 2005.

[IEA/NEA\_05] IEA/NEA, “*Projected costs of generating electricity. 2005 Update*”, OECE, Paris, 2005.

[Ilic\_98] Ilic Marija, Galiana Francisco, Fink Lester, “*Power Systems Restructuring Engineering and Economics*”, Power Electronics and Power systems Series, Kluwer Academic Publishers, 1998.

[Jensen\_06] Jensen P., Bard J., “*Operations research models and methods*”, John Wiley & Sons Press, 2003.

[Kadoya\_05] Kadoya T., Sasaki T., Ihara S., Larose E., Sandford M., Gram A. K., Stephens C. A., Eubanks C. K., “*Utilizing System Dynamics Modelling to Examine Impact of Deregulation on Generation Capacity Growth*”, Proceedings of the IEEE, Vol. 93, Nº. 11, pp. 2060 - 2069, November 2005.

[Kirchen\_90] Kirchen D. S., Strbac G., “*Fundamental of Power System Economics*”, John Wiley & Sons, 2004.

[Kirschen\_00] Kirschen D. S., Strbac G., Cumperayot P., Paiva Mendes D., “*Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, Nº. 2, pp. 612- 617, May 2000.

[Larsen\_99] Larsen E. R., Bunn D. W., “*Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk*”, Journal of Operational Research Society, Vol. 50, Nº. 4, pp. 337-344, April 1999.

[Lee\_90] Lee Thomas H., Ball Ben C., Jr., Tabors Richard D., “*Energy Aftermath*”, Boston: Harvard Business School Press, 1990.

[Ley\_97] Ley 54/1997, “*Ley del Sector Eléctrico*”, Publicada en el Boletín Oficial del Estado nº. 285, 28 de Noviembre de 1997.

[Liang\_06] Liang Z., Yang K., Yuan S., Zhang H., Zhang Z., “*Decision support for choice optimal power generation projects: Fuzzy comprehensive evaluation model based on the electricity market*”, Energy Policy, Vol. 34, Nº. 17, pp. 3359 - 3364, 2006.

[Linares\_00] Linares P., Romero C., “*A multiple criteria decision making approach for electricity planning in Spain: economic versus environmental objectives*”, Journal of the Operational Research Society, Vol. 51, pp. 736 - 743, 2000.

[Linares\_02] Linares P., Romero, C., “*Aggregation of preferences in an environmental economics context: a goal-programming approach*”, Omega, Vol. 30, pp. 89 - 95, 2002.

[Martins\_96] Martins A. G., Coelho D., Antunes C. H., Climaco, J., “*A multiple objective linear programming approach to power generation planning with demand-side management*”, International Transactions in Operational Research, Vol. 3, pp. 305 - 317, 1996.

[Mavrotas\_02] Mavrotas G, Diakoulaki D., “*Multicriteria Branch and Bound: A Vector Maximization Algorithm for Multiple Objective Mixed integer Linear Programming*”,

Working Paper 48-02. National Technical University of Athens, 2002.

[Mazer\_07] Mazer Arthur, “*Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets*”, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2007.

[Mehmet\_06] Mehmet Yildirim, Kadir Erkan, Semra Ozturk, “*Power generation expansion planning with adaptive simulated annealing genetic algorithm*”, International Journal of Energy Research, Vol. 30, N.º 14, pp. 1188-1199, November 2006.

[Meza\_07] Meza Jose L. Ceciliano, Yildirim Mehmet Bayram, Masud Abu S. M., “*A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N.º. 2, pp. 871 - 878, May 2007.

[Michalewicz\_96] Michalewicz Z., “*Genetic algorithms+data structures=evolution programs*”, 3rd Rev edition, Springer-Verlag, 1996.

[Miranda\_99] Miranda Vladimiro, Proença L.M., “*Chapter V - Genetic/Evolutionar Algorithms and Application o Power Systems*”, ISAP 99 – Intelligent Systems Application to Power Systems, Tutorial Course Book, April 1999.

[Mitchell\_98] Mitchell M., “*An Introduction to Genetic Algorithms*”, Reprint edition, MIT Press, 1998.

[Mo\_91] Mo B., “*Stochastic methods in energy planning – application to expansion planning and short-term load forecasting*”, Doctoral Thesis, The University of Trondheim, Norwegian Institute of Technology, 1991.

[Morgan\_90] Morgan M. G., Henrion M., “*Uncertainty: a guide to dealing with uncertainty in quantitative risk and policy analysis*”, Cambridge, Cambridge University Press, 1990.

[Navarro\_96] Navarro P., “*Electric utilities: the argument for radical deregulation*”, Harvard Business Review, pp. 112–125, 1996.

[NORDEL\_02a] Organization of Nordic System Operators (NORDEL), “*Nordel Annual Report 2001*”, Report from Nordel, June 2002, ([www.nordel.org](http://www.nordel.org)).

[NordPool\_04a] Nord Pool Spot ASA, “*Trade at the Nordic Spot Market (Nord Pool Spot AS)*”, 1 April 2004.



[NordPool\_04b] Nord Pool Spot ASA, “*Trade at Nord Pool’s Financial Market*”, 1 April 2004.

[NZIER\_05] NZIER, “*Market Design Report: International Practice Review Paper*”, NZIER authoritative analysis, Report to the Electricity Commission, August 2005.

[Ochoa\_07] Ochoa P., “*Policy Changes in the Swiss electricity market: Analysis of likely market responses*”, *Socio-Economic Planning Sciences*, Vol. 41, pp. 336-349, 2007.

[OFGEM\_00] OFGEM, Annual report, “*The Office of Gas and Electricity Markets*”, London, UK, 2000.

[OFGEM\_99] Office of Gas and Electricity Markets, OFGEM (United Kingdom), “*The New Electricity Trading Arrangements*”, OFGEM, October 1999.

[Oliveira\_03] Oliveira C., Antunes C. H., “*A multiple objective model to deal with economy energy-environment interactions*”, *European Journal of Operational Research*, Vol. 153, pp. 370 – 375, 2003.

[Olsina\_06] Olsina F., Garcés F., Haubrich H.-J., “*Modelling long-term dynamics of electricity markets*”, *Energy Policy*, Vol. 34, pp. 1411-1433. 2006.

[Paiva\_05] Paiva José P. S., “*Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica*”, IST Press, Abril 2005.

[Papadimitriou\_82] Papadimitriou Christos H., Steiglitz Kenneth, “*Combinatorial Optimization Algorithms and Complexity*”, Prentice-Hall inc., 1982.

[Park\_00] Park JB, Park YM, Won JR, Lee KY, “*An improved genetic algorithm for generation expansion planning*”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, N.º 3, pp. 916-922, August 2000.

[Park\_02] Park JB, Kim Jin-Ho, Lee, K.Y., “*Generation expansion planning in a competitive environment using a genetic algorithm*”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 3, pp. 1169 - 1172, 25 July 2002.

[Patrick\_97] Patrick R. H., Wolak F. A., “*Estimating the Customer- Level Demand Under Real-Time Market Prices*”, draft, Rutgers University, 1997.

[Pelikán\_96] Pelikán Emil, Eben Krystof, Petrák Lubomír, “*One-day prediction of electricity load reflecting future RCS schedule*”, Journal of Forecasting, Vol. 15, N.º. 6, pp. 427 - 435, December 1996.

[Pereira\_07a] Pereira Adelino J. C., Saraiva João Tomé, “*Generation Expansion Planning in Competitive Markets*”, Proceedings of the PowerTech 2007, International Conference, Lausanne Switzerland, 1 - 5 July 2007.

[Pereira\_07b] Pereira Adelino J. C., Saraiva João Tomé, “*Generation Expansion Planning Problem Considering Uncertainty*”, Proceedings of the 10th Congresso Luso Espanol de Engenharia Electrotécnica, International Conference, Madeira, Portugal, 5 - 7 July 2007.

[Pereira\_08a] Pereira Adelino J. C., Saraiva João Tomé, “*Probabilistic Power generation Expansion Planning in a Competitive Electricity Market*”, Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Puerto Rico, 25 - 29 May 2008.

[Pereira\_08b] Pereira Adelino J. C., Saraiva João Tomé, “*Modeling Long-term Uncertainties in Generation Investment Projects in Competitive Electricity Markets*”, Proceedings of the 6th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission and Distribution- MedPower 2008, Thessaloniki, Greece. 2 - 5 November 2008,

[Pereira\_09b] Pereira Adelino J. C., Saraiva João Tomé, “*A Decision Support Tool for Generation Expansion Planning in Competitive Markets using System Dynamics Models*”, Proceedings of the PowerTech 2009, International Conference, Bucharest, Romania, 28 June - 2 July 2009.

[Pereira\_92] Pereira M.V.F, Macceira M.E.P, Oliveria G.C., Pinto L.M.V.G, “*Combining analytical models and Monte Carlo techniques in probabilistic power system analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, N.º 1, pp. 265 – 272, February 1992.

[Pérez\_93] Pérez Arriaga I. J., Rivier M., Rubio F., “*Regulación de Peajes de los Servicios de Red de Transmisión*”, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España, 1993.

[Phillips\_95] Phillips L., “*European electricity liberalisation: Lessons from the UK*”, MC, Securities, London, UK, 1995.

[Pirlot\_00] Pirlot M., “*General Local Search heuristics in Combinatorial Optimization: a Tutorial*”, Belgian Journal of Operational Research, Statistics and Computer Science, Vol. 32, Nº. 1-2, pp. 7 - 67, 4 - 7 April 2000.

[Powersim\_06] Powersim Studio 7 Academic, Powersim Software As, 2006.

[Powersim\_96] Powersim 2.5 User’s Guide and Reference Manual, Powersim Press, 1996.

[Reeves\_03] Reeves Colin R., Rowe Jonathan E., “*Genetic Algorithms: Principles and Perspectives A Guide to GA Theory*”, Kluwer Academic Publishers, 2003.

[REN\_01] Rede Eléctrica Nacional, “*Enquadramento e Organização do Sector Eléctrico*”, Outubro de 2001, (<http://www.ren.pt>).

[Riolo\_08] Riolo Rick, Soule Terence, Worzel Bill, “*Genetic Programming Theory and Practice V*”, Springer Science+Business Media, 2008.

[Sánchez\_05] Sánchez J. J., Centeno E., Barquín J., “*System Dynamics Modelling for Generation Expansion Planning*”, Proceedings of PSCC, Liege, Belgium, 2005.

[Sánchez\_07] Sánchez J.J., Barquín J., Centeno E., López-Peña A., “*System Dynamics Models for Generation Expansion Planning in a Competitive Framework: Oligopoly and Market Power Representation*”, Proceedings of the 25th International Conference of the System Dynamics Society and 50th Anniversary Celebration, Boston, 29 July - 2 August, 2007.

[Saraiva\_00] Saraiva J. P. T., Pereira da Silva J. L., Ponce de Leão M. T., Magalhães J. M., “*Tarifação do Uso das Redes*”, Relatório Final para a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, INESC Porto, Unidade de Sistemas de Energia, Porto, Julho 2000.

[Saraiva\_96] Saraiva J.T., Miranda V., Pinto L., “*Generation/transmission Power System Reliability Evaluation by Monte-Carlo Simulation Assuming a Fuzzy Load Description*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, pp. 690–695, May 1996.

[Saraiva\_97b] Saraiva J. P. T., “*Reestruturação do Sector Eléctrico – Experiências e Desafios*”, 3º Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica, Porto, Junho de 1997.

[Sheblé\_99] Sheblé Gerald B., “*Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry Operation*”, Kluwer Academic Publishers, 1999.

[Singh\_98] Singh H., Hao S., Papalexopoulos A., “*Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, Nº. 2, May 1998.

[Sirikum\_06] Sirikum Jiraporn, Techanitisawad Anulark, “*Power generation expansion planning with emission control: a nonlinear model and a GA-based heuristic approach*”, International Journal of Energy Research, Vol. 30, Nº. 2, pp. 81 - 99, February 2006.

[Sirikum\_07] Sirikum J., Techanitisawad A., Kachitvichyanukul V., “*A New Efficient GA-Benders’ Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Nº. 3, pp. 1092 - 1100, August 2007.

[Smith\_96] Smith R., Villegas A., “*A comparative analysis of various optimisation models for electricity capacity expansion*”, International Transactions of Operational Research, Vol. 4, Nº. 1, pp. 35 - 44, 1996.

[Soloveitchik\_02] Soloveitchik D., Ben-Aderet N., Grinman N., Lotov A., “*Multiobjective optimisation and marginal pollution abatement cost in the electricity sector – An Israeli case study*”, European Journal of Operational Research, Vol. 140, Nº. 3, pp. 571 - 583, 2002.

[Stermán\_00] Sterman J., “*Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*”, Irwin/ McGraw Hill, 2000.

[Stermán\_85] Sterman J. D., Richardson G. P., “*An experiment to evaluate methods for estimating fossil fuel resources*”, Journal of Forecasting, Vol. 4, Nº. 2, pp. 197 - 226, 1985.

[Steve\_01] Steve Thomas, “*The Wholesale Electricity Market in Britain- 1990-2001*”, Public Services International Research Unit (PSIRU), University of Greenwich, London, August 2001.

[Stoft\_02] Stoft Steven, “*Power Systems Economics Designing Markets for Electricity*”, John Wiley & Sons, May 2002.

[Taylor\_95] Taylor J. W., Majithia S., “*Using combined forecasts with changing weights for electricity demand profiling*”, The Journal of the Operational Research Society, Vol. 51, pp. 72–82, 2000.

[Ventosa\_02] Ventosa M., Denis R., Redondo C., “*Expansion planning in electricity markets. Two different approaches*”, Proceedings 14th Power Systems Computation Conference, Seville, Spain, June 2002.

[Vlahos\_88a] Vlahos Kiriakos, Derek Bunn, “*Electricity Capacity Planning Using Mathematical Decomposition*”, Electricity Planning Project Research Paper Series, London Business School, May 1988.

[Vlahos\_88b] Vlahos Kiriakos, Derek Bunn, “*Large Scale Evaluation of Benders’ Decomposition for Capacity Expansion Planning in the Electricity Supply Industry*”, Electricity Planning Project Research Paper Series, London Business School, June 1988.

[Vlahos\_90] Vlahos Kiriakos, “*Capacity Planning in the Electricity Supply Industry*”, PhD Thesis, London Business School, 1990.

[Vogstad\_04] Vogstad K., “*Counterproductive environmental policies: Long term versus short term substitution effects of gas in a liberalised electricity market*”, Proceedings 22nd International Conference of the System Dynamics Society, Oxford, UK, 26-30 August 2004.

[Vogstad\_06] Vogstad K., “*Stochasticity in electricity markets: combining system dynamics with financial economics*”, Proceedings 24th International Conference of the System Dynamics Society, Nijmegen, the Netherlands, 23-27 July 2006.

[Voropoi\_02] Voropoi N., Ivanova E., “*Multi-criteria decision analysis techniques in electric power system expansion planning*”, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, N° 1, pp. 71 - 78, 2002.

[Walls\_07] Walls W., Rusco F., Ludwigson J., “*Power plant investment in restructured markets*”, Energy, Vol. 32, N° 8, pp. 1403 – 1413, 2007.

[Watson\_95] Watson S. J., Ter-Gazarian A. G., “*The optimisation of renewable energy sources in an electrical power system by use of simulation and deterministic planning models*”, International Transaction in Operational Research, Vol. 3, pp. 255 - 269, 2006.

[Weber\_05] Weber Christoph, “*Uncertainty in the Electric Power Industry Methods and Models for Decision Support*”, Springer Science Business Media, 2005.

[Wen\_04] Wen F. S., Wu Felix F., Ni Y. X., “*Generation capacity adequacy in the competitive electricity market environment*”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 26, pp. 365 - 372, 2004.

[Wolak\_98] Wolak Frank A., “*Market Design and price behavior in restructured electricity markets: An international comparasion*”, Department of Economics, Standford University, 1998.

[Young\_99] Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Jong-Bae Park, Dong-Gee Kim, “*Generation expansion planning based on an advanced evolutionary programming*”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, N.º 1, pp. 299-305, February 1999.

[Yu\_05] Yu Tina, Riolo Rick, Worzel Bill, “*Genetic Programming Theory and Practice II*”, Springer Science+Business Media, 2005.

## **ANEXO A**

# **GENERATION EXPANSION PLANNING IN COMPETITIVE MARKETS**

Comunicação apresentada e publicada nas actas do PowerTech 2007, que decorreu em  
Lausanne, Suíça, de 1 a 5 de Julho de 2007





# Generation Expansion Planning in Competitive Electricity Markets

Adelino J. C. Pereira

João Tomé Saraiva, *member IEEE*

**Abstract**— This paper describes a formulation to solve the long-term power generation expansion planning assuming a competitive electricity market. In a competitive environment each company aims at maximizing its profit through its individual expansion plan. In this formulation there is an inter connection between the expansion plans proposed by each company in the sense that the decisions taken by each company are influenced by decisions of the other players. In this formulation we assume there a centralized entity in charge of evaluating each plan both technically and economically taking into account a set of pre established constraints. As a result of that assessment, this centralized entity sends new information to the players. Using this scheme it is possible to assess the influence that the decisions of each company have in the decisions of its competitors, leading to the referred interconnection. The adopted solution approach is based in the decomposition of the global problem in a main problem to be solved by the Independent System Operator (ISO), and in several sub problems one per generating company. Finally, the paper includes a Case Study designed to illustrate this approach as well as its interest for several agents acting in the electricity market.

**Index Terms**—power generation planning, competitive market, decomposition approach, guarantee of supply.

## I. INTRODUCTION

The electric power industry all over the world has gone through a fundamental restructuring in recent years from regulated or state-owned monopolies to competitive markets. This restructuring process of the electric power industry results in a more decentralized decision making in the sense that information is now detained by a larger amount of players that have the capacity to select options considered more adequate for them [1]. This trend affects long-term expansion planning, as investment decisions are now taken by private investors leading to a more reduced level of centralized coordination. Capacity expansions are driven by expectations regarding the behaviour of future prices and by the return on new investments.

Generation expansion planning (GEP) has historically addressed the problem of selecting the most adequate technology, the expansion size, the sitting, and the schedule for the construction of new plants considering economic criteria while ensuring that installed capacity adequately meets the expected demand growth.

Adelino J.C. Pereira, Department of Electrical Engineering, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Rua Pedro Nunes, 3030-199 Coimbra, Portugal, [ajcp@isec.pt](mailto:ajcp@isec.pt).

João Tomé Saraiva, FEUP/DEEC – Faculdade de Engenharia da Univ. do Porto and INESC Porto – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto Portugal, [jsaraiva@fe.up.pt](mailto:jsaraiva@fe.up.pt).

In recent years, deregulation changed the traditional GEP paradigm as well as the models and the solution approaches. In fact, traditional utility practice typically involved solving centralized planning problems aiming at identifying plans that minimized costs for the whole system. Under competition, multiple firms individually decide and develop investment plans aiming at maximizing their own profit. Apart from this fundamental change, it is clear that we are now facing more reduced planning horizons due to the elimination of traditional guaranteed return on investment and there is a clear threat for strategic interaction and gaming between players involved in the generation planning process. This means that the environment is more risky so that players tend to get a return faster than it was usual in the past. On the other hand, there is now an interaction between the behavior of the generation players in the sense that the expansion decisions assumed by one player will affect the other ones.

Apart from this introduction, this paper has four additional sections. Section II presents the main characteristics displayed by investments in power plants and the uncertainties that influence the investment behaviour and decisions in new power generation plants. In Section III, we describe the traditional generation investment problem and the formulation implemented in this work. In this model the main objective for each individual Generation Company is the maximization of its total expected profit considering the constraints imposed by the ISO and the behaviour of the other companies. The model considers some sources of uncertainty that influence the future operating conditions such as the electricity prices, load growth rates, fuel costs and equipment availability. Section IV presents a Case Study to illustrate the application of the developed approach and to highlight its interest for several players and finally Section 5 draws the most relevant conclusions and details some directions of future research.

## II. CHARACTERIZATION OF THE INVESTMENTS IN GENERATION CAPACITY

Reference [2] enumerates the main characteristics displayed by investments in power plants that substantially influence the investment behaviour. In a brief way, these characteristics are as follows:

- capital intensive - most investments in power plants involve massive financial commitments;
- one-step investments - a high percentage of the total capital must be committed before the power plant can actually start operation;
- long payback periods - power plants are expected to be paid off after several years;

- investment irreversibility - because of the low grade of flexibility, investments in generation capacity are considered sunk costs. This is explained by the fact that it is not possible for a power plant to be used for other purposes if market conditions turn these investments unprofitable. Apart from that, if such a situation occurs, it will not be possible to sell that station without assuming significant losses regarding its initial value.

Because power plants need a long time to be built and they will be amortized over a long period, investment decisions are typically based on expectations on future profits. However, it is very difficult to get an adequate degree of accuracy when forecasting these profits because they are very uncertain, volatile and dependent on a large number of exogenous aspects. According to reference [3], these long-term uncertainties can influence the profitability of a project, either directly as an uncertain cost element or indirectly through the market price of electricity, or sometimes in both ways. In this framework, it is certainly crucial to adequately address and internalize in models the uncertainties that affect investment decisions in new power generation plants. In the next paragraphs we present a number of these uncertainties:

- future electricity demand is affected by uncertainty namely when building long term models. This aspect becomes even more important in restructured power systems since the demand will influence the price and to a certain extent can also display some elasticity to price evolution. This means that the total demand over the planning horizon changes along time, it influences the price and the profitability of new investments;
- changes in the price of fuels used in thermal stations have a direct impact on operating costs. This can influence the level of demand and so the profitability of the investments;
- risks related with the scheme adopted to finance the investment. Investors will be less exposed to these risks if the capital structure of the companies are stronger;
- in a more decentralized and market driven power system, the electricity balance and price are dependent on the system load and on the decisions adopted by each investor. It is clear that investments in new capacity from other players will also have an impact on that balance and can determine price reductions;
- some factors are under the control of the policy-makers, such as regulatory and political agents. This represents a new level of risks since the regulatory and political framework is itself more volatile leading to direct impacts on costs, financing conditions and profits;
- some factors remain under the control of the company. These include the size and the diversity of the investment programme, the generation technologies, and the mechanisms adopted to control costs during construction and operation.

Considering all these aspects, several authors recognize that the most important aspect affecting the profitability of investments in liberalized markets corresponds to the uncertainty affecting electricity prices. This uncertainty is no longer related to a short-term horizon but in fact to longer periods and represents a risk for investors. In this

sense, faster decision making processes, technologies leading to more reduced building periods and more robust expansion plans are the key aspects that investors will look for when building generation expansion plans.

### III. EXPANSION PLANNING PROBLEM

#### A. Traditional Generation Investment Problem

As referred in the Introduction, the traditional objective considered in the expansion planning aims at building an investment schedule that meets the demand and that minimizes the present value of operation and investment costs [4]. The selection of this expansion plan can be performed by solving the optimization problem (1) to (4).

$$\min z = \sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{i=1}^N [c_{it} \cdot x_{it} + d_{it} \cdot y_{it}] \quad (1)$$

$$\text{subj } A_t \cdot x_t \geq b_t \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T E_t \cdot x_t + F_t \cdot y_t \geq h_t \quad (3)$$

$$t = 1, \dots, T \quad i = 1, \dots, N \quad (4)$$

In this formulation:

$T$	number of stages in the planning horizon;
$t$	period in the planning horizon;
$N$	number of candidate plants for expansion;
$\beta_t$	discount rate at stage $t$ ;
$c_t = [c_{it}]$	vector of investment costs at stage $t$ ;
$x_t = [x_{it}]$	vector of expansion options at stage $t$ ;
$d_t = [d_{it}]$	vector of operation costs at time $t$ ;
$y_t = [y_{it}]$	vector of operation variables at stage $t$ ;
$A_t, E_t, F_t$	transformation matrices at stage $t$ ;
$b_t, h_t$	resource vectors at stage $t$ .

The inequalities (2) correspond to constraints on investment decisions and (3) represent operation constraints as generation limits, energy demands, capacity mixes by plant types, construction limits per year, load curtailment costs, system reliability level, and financial constraints. In a traditional framework, the investment and planning activities were regulated and so investment recovery and profits were guaranteed. As a result, generation companies (in fact, electric vertically integrated utilities) did not experiment risks on their investments.

#### B. Generation Investment in a Competitive Environment

The investment decision process changed with the development of competition in the electricity sector since investment on new generation capacity became a commercial and risky activity. This is because investors are more interested in short-term investment return and are less interested in investing on generation capacity requiring large capital efforts and long recovery periods. This activity is also very much influenced by increasing load uncertainties, restructuring policy and market management rules. Apart from that, investors should pay attention to the possible behaviour of the other competitors given the interactions existing in this decentralized decision making process. The formulation of such a decision making process should consider a number of issues as the evolution of the demand, market prices, variations of regulatory policies and changes of financial and economic data.

### B.1. The GEP problem from the point of view of a GENCO

In this new market driven framework, the formulation of the GEP considers the maximization of the total expected profit of each individual Generation Company (GENCO) over a planning horizon as the main objective while guaranteeing the safe operation of the power system through the competition and cooperation between generation companies [5, 6]. The formulation of this problem should now consider the volatility of market prices for electricity and fuel, load growth, the expected revenues based on the predicted market prices, construction costs, and the expected operation costs. Some sources of uncertainty affecting future operating conditions such as the forecasted market price of electricity, load growth rates, fuel costs and equipment availability should be taken into account in the GEP model. Considering all these aspects, the GEP problem formulated by a GENCO<sub>i</sub> in a competitive environment can be formulated by (5) to (10).

$$\max z = \sum_{t=1}^T \left[ \left( p_t \cdot CC_t^i \right) \alpha_t^{ij} - \sum_{j=1}^M \left( C_{inv_t}^j \cdot X_t^{ij} \right) - \sum_{j=1}^M \left( C_{op_t}^j \cdot X_t^{ij} \right) \cdot \alpha_t^{ij} \right] \quad (5)$$

$$\text{subj } X_t^{i,j} \leq \overline{CIT}_t^j \quad (6)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \leq MIC_t^i \quad (7)$$

$$CC_t^i = CC_{t-1}^i + \sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \quad (8)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \cdot C_{inv_t}^j \leq LCI_t^i \quad (9)$$

$$t = 1, \dots, T; \quad i = 1, \dots, N; \quad j = 1, \dots, M \quad (10)$$

In this formulation:

T	number of stages in the planning horizon;
t	interval in the planning horizon (year);
N	number of GENCOs;
i	investment index for GENCO <sub>i</sub> ;
j	type of candidate technology for expansion;
M	number of candidate technologies;
p <sub>t</sub>	price of electricity in stage t;
α <sub>t</sub> <sup>i,j</sup>	capacity factor in stage t for GENCO <sub>i</sub> and technology j;
C <sub>inv<sub>t</sub></sub> <sup>j</sup>	investment cost for technology j at stage t;
C <sub>op<sub>t</sub></sub> <sup>j</sup>	variable operation and maintenance cost for technology j at stage t;
CC <sub>t</sub> <sup>i</sup>	cumulative capacity installed in stage t for GENCO <sub>i</sub> ;
X <sub>t</sub> <sup>i,j</sup>	capacity addition of technology j in stage t of GENCO <sub>i</sub> ;
LCI <sub>t</sub> <sup>i</sup>	maximum value specified for the Capital investment of GENCO <sub>i</sub> at stage t;
MIC <sub>t</sub> <sup>i</sup>	maximum capacity installed in stage t by GENCO <sub>i</sub> ;
$\overline{CIT}_t^j$	upper bound established for the capacity installed technology j in stage t by GENCO <sub>i</sub> ;

The objective to be attained by each GENCO is the maximization its profits expressed as the sum of profits

along the planning horizon. The objective function integrates three terms. The first one represents the revenue obtained by selling electricity. This term depends on the prices determined by the ISO for each period. In the first iteration of the iterative solution scheme, these prices will be settled taking into account an estimate prepared by the ISO for all periods taking into account the expected evolution of the system demand. In the subsequent iterations, the prices to be used in problem (5) to (10) will depend on the information sent to the ISO, which takes into account the individual plans prepared by each GENCOs. The revenue of each GENCO will also depend on the load factor specified for each technology.

The second term in the objective function represents the investment costs for each type of technology. These costs depend on the capacity to be installed in each period. The final cost will then correspond to sum of the costs in each period adequately transferred to the initial year considering the specified discount rate. The developed application allows introducing different values for the investment costs for each period in order to take into account the uncertainty associated with the evolution of each technology.

Finally, the third term in (5) represents the operation and maintenance costs associated with each technology. These costs depend on the fuel cost evolution and on the load factor applied to each technology and to each period. In a similar way to investment costs, operation and maintenance costs along the horizon are also transferred to the initial year considering the specified discount rate.

Regarding the constraints, inequalities (6) represent the limits set by the ISO for the capacity to be added in each period and for each technology. Constraints (7) ensure that the new additions accumulated in each period by each GENCO do not exceed the maximum allowed by the ISO. This constraint is relevant in order to prevent market power. Constraints (9) represent the investment limit established for each GENCO and it can reflect the financial limitations felt by each player.

With this formulation it is possible to simulate different scenarios and to include uncertainties associated with prices for each period, load factor for each technology, the evolution of the capacity and operation and maintenance costs for each technology. Each GENCO receives information sent by the ISO and solves an optimization problem as described to determine its most adequate plan. The information sent by the ISO corresponds to the price forecast for each period in the horizon, the limits set for the maximum capacity that can be installed for each technology in each period and the maximum capacity that can be installed by each GENCO.

### B.2. The coordination analysis conducted by the ISO

Having the information sent by the ISO, each GENCO solves its own problem (5) to (10) and sends back the obtained results to the ISO. Afterwards, the ISO evaluates the expansion plans prepared by each GENCO namely to check if they comply with all technical and economic constraints established for the whole system and for each period in the planning horizon. If there is at least one

violated constraint, the ISO will change the prices for each period, will set new limits for the capacity to be installed for each type of technology and for the total capacity that can be installed by each GENCO. This iterative process will be repeated till there are no violated constraints. When that point is reached, the expansion plans obtained by each GENCO correspond to the final ones.

In this scope, the ISO analysis each GENCO individual plan and updates several values to be used by each company in the next iteration. For each period in the planning horizon, the ISO computes the system reserve margin in order to check if its minimum and maximum limits are respected. For each period  $t$ , the reserve margin  $RM_t$  is obtained by (11) considering the maximum load estimate and the total power installed in the system. Then, this reserve margin will have to comply with (12) considering pre-specified minimum and maximum levels for this index.

$$RM_t = \left( \frac{\text{Installed capacity}_t}{\text{Peak load}_t} - 1 \right) 100\% \quad (11)$$

$$RM_t^{\min} \leq RM_t \leq RM_t^{\max} \quad \text{for } t = 1, \dots, T \quad (12)$$

The ISO will also have to check whether the sum of the installed capacity for each technology and for each GENCO does not exceed the maximum value admitted for period  $t$ . This means checking (13).

$$\sum_{i=1}^N X_t^{ij} \leq \bar{J}^j \quad \text{for } t = 1, \dots, T \text{ and } i = 1, \dots, N \quad (13)$$

Apart from these constraints, the global expansion plan will have to comply with a reliability criterium in order to ensure the security of supply. In the developed approach we used the Loss of Load Expectation, LOLE, computed for each period in the planning horizon considering the expansion plans presented by all GENCOs. Once the values of LOLE for each period in the horizon are assessed, constraints (14) have to hold. In this inequality,  $LOLE^{\max}$  represents the maximum limit of hours per year during which the load can be curtailed due to problems occurring only in the generation system. The maximum value to be used for this index can be eventually set in Quality of Service Regulations, specifically addressing the continuity of service of the generation system.

$$LOLE_t \leq LOLE^{\max} \quad t = 1, \dots, T \quad (14)$$

The LOLE corresponds to a risk index related with the Loss of Load Probability (LOLP) and it can be defined as the number of days or hours over a certain period during which the generation system will not meet the demand. The LOLP can be computed using the Capacity Outage Cumulative Probability (COCP) that corresponds the probability of having a certain capacity out of service. The COCP of a generation system is obtained using a recursive algorithm in which generating units are added sequentially.

Although more complete models can be used, a generation unit is typically represented by a two-state model related with full availability and with complete outage. The unavailability of a two-state unit is usually expressed in terms of the Forced Outage Rate (FOR). The

probability of finding the unit out of service is equal to the FOR while the probability of having it in service corresponds to  $(1-FOR)$ . The cumulative probability  $P(X)$  of having a system capacity outage greater than or equal to  $X$  after adding a two-state unit of generating capacity  $C$  can be calculated using the expression (15).

$$P(X) = (1 - FOR).P'(X) + FOR.P'(X - C) \quad (15)$$

In this expression,  $P'(X)$  and  $P(X)$  represent the cumulative probabilities of the capacity outage state corresponding to  $X$  MW before and after the unit is added and  $P'(X - C)$  is the cumulative probability of having a generation capacity outage greater than or equal to  $(X - C)$  before adding the new unit. This expression is initialized by setting  $P'(X)$  equal to one when  $X$  is smaller than or equal to zero, and equal to zero otherwise.

A loss of load will occur when the generating capacity does not meet the load. Admitting that the total capacity is  $C_T$  and the demand is  $L$ , then the probability of not meeting the load corresponds to the cumulative probability of occurring a capacity outage equal to or greater than  $(C_T - L)$ . In other words, if the system loses more than  $(C_T - L)$  of its generating power, it will not be able to meet the load [8]. Accordingly, LOLP is calculated using the Capacity Outage Cumulative Probability (COCP) which corresponds to expression (16).

$$LOLP = P(C_T - L) \quad (16)$$

In this expression,  $(C_T - L)$  corresponds to a capacity outage  $X$  in the COCP. The calculation of LOLE requires knowing the demand data. If the daily peak power represents the demand, the cumulative demand model is known as the daily peak duration curve. LOLE can then be computed using (17).

$$LOLE = \sum_{k=1}^S P_k(C_T - L_k).t_k \quad (17)$$

In this expression,  $L_k$  represents a particular value of the demand,  $t_k$  is the amount of time during which the load is not inferior to  $L_k$  and  $P_k(C_T - L_k)$  represents the value of LOLP for this load condition.

After checking constraints (12), (13) and (14), the ISO updates the information and sends it to the generation companies so that they can use it in the next iteration. Within this process of refreshing parameters, the energy prices for each period in the planning horizon will be updated according to a percentage determined by the degree of violation of each constraint. This means that depending on the degree of violation of the reserve margin and of the max value admitted for the LOLE, the ISO changes the prices according to a specified percentage.

Then, the GENCO's prepare and resubmit new plans. The ISO aggregates the results and assesses the adequacy of future capacities, the technology production mixes, and finally alters the prices,  $p_t$ , which can be interpreted as economic signals sent to the market players. This iterative process is repeated until the plans prepared by all GENCO's are not changed from one iteration to the next

one and the prices prepared by the ISO are also not changed. Figure 1 displays the generic structure of this algorithm.

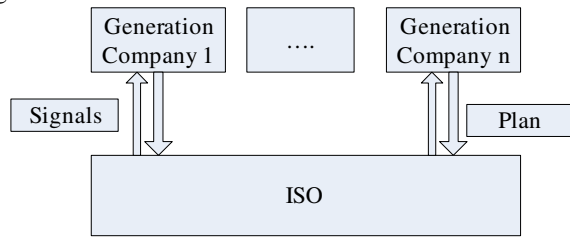


Fig. 1. Generic structure of the algorithm used to solve the GEP problem.

This expansion problem decomposition approach enables that the decisions taken by the GENCOs internalize the information involving each of them while also considering the impact of the behaviour of the other players.

#### IV. ILLUSTRATIVE EXAMPLE

In this section we present the results obtained with simulations that were performed to illustrate the application of the developed tool. Initially, we considered a power system having a total installed capacity of 6000 MW. The generation system includes a mix of several technologies and in the expansion process initial stage the system maximum load is 4500 MW. The LOLE and the reserve margin for the installed system are also known. We considered a planning horizon of 15 years, 3 investors and three available technologies that could be selected. The main characteristics of these three different technologies are detailed in Table I.

TABLE I  
CHARACTERIZATION OF THE EXPANSION TECHNOLOGIES

	Type of technology		
	Tech_1	Tech_2	Tech_3
Maximum size (MW)	100	50	100
Investment cost (€/MW)	600000	400000	300000
Operation and maintenance cost (€/MWh)	10	16	22
Construction time (years)	1	2	1
FOR	0.01	0.02	0.01

In order to build the scenarios to be analysed, we considered that the system load will increase at an annual rate of 6%. The energy prices to be used in the beginning of the iterative process will be established by the ISO. The forecast of these prices will be influenced by the load evolution. In this scenario it was considered a discount rate of 5%. Limits in the capacity that can be installed in each technology when considering the expansion global plan were determined by strategic and environmental aspects. Accordingly, for each technology they were set min and max values leading to a range of percentages in which the final new capacity for that technology should lie. For technologies 1, 2 and 3 the ranges are as follows [45%; 55%], [30%; 40%] and [15%; 20%]. For each period, the ISO also imposes that the capacity to be installed by each GENCO does not exceed 50% of the total new installed capacity, that the reserve margin should lie in the range [20%; 35%], that the LOLE is smaller than 8 hours per year and that the load factor does not exceed 70%.

Tables II, III, IV present the expansion plans obtained for each GENCO, for the three technologies previously

referred. Based on the results presented in Tables II, III and IV, Table V presents the total values obtained for the installed capacities by each GENCOs, as a sum of the values obtained for the three technologies. From these results it is possible to conclude that no GENCOs installed more than 50% of the total power. This result is in line with the constraint imposed by the ISO regarding this issue as previously referred. On the other hand, Figures 2 and 3 show the evolution of the energy prices and LOLE obtained for the expansion plan just characterized.

TABLE II  
GENERATION EXPANSION PLAN FOR GENCO\_1

stage	Tech_1 (MW)	Tech_2 (MW)	Tech_3 (MW)
1	100	0	50
2	100	0	50
3	0	0	100
4	100	50	0
5	100	100	0
6	100	0	0
7	100	100	0
8	100	50	0
9	200	0	0
10	100	100	0
11	100	50	0
12	100	150	0
13	0	150	0
14	0	100	100
15	50	100	0

TABLE III  
GENERATION EXPANSION PLAN FOR GENCO\_2

stage	Tech_1 (MW)	Tech_2 (MW)	Tech_3 (MW)
1	100	0	0
2	100	50	0
3	100	50	0
4	50	0	50
5	50	0	100
6	100	0	50
7	100	0	0
8	100	100	0
9	150	0	0
10	100	100	0
11	100	150	0
12	50	150	0
13	0	150	100
14	0	100	100
15	50	0	0

TABLE IV  
GENERATION EXPANSION PLAN FOR GENCO\_3

stage	Tech_1 (MW)	Tech_2 (MW)	Tech_3 (MW)
1	100	0	0
2	100	0	0
3	100	0	0
4	100	100	0
5	100	50	0
6	100	50	0
7	100	50	0
8	50	0	50
9	100	0	100
10	100	0	0
11	100	0	0
12	0	150	0
13	0	150	0
14	0	150	0
15	0	50	100

TABLE V  
TOTAL GENERATION ADDITIONS FOR EACH GENCO

stage	GENCO_1 (MW)	GENCO_2 (MW)	GENCO_3 (MW)
1	150	100	100
2	150	150	100
3	100	150	100
4	150	100	200
5	200	150	150
6	100	150	150
7	200	100	150
8	150	200	100
9	200	150	200
10	200	200	100
11	150	250	100
12	250	200	150
13	150	250	200
14	200	200	250
15	150	50	150

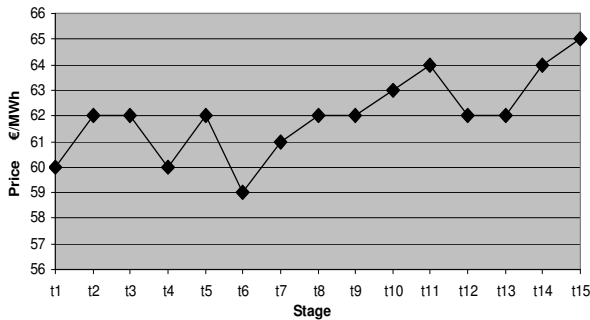


Fig. 2. Evolution of the electricity price along the planning horizon.

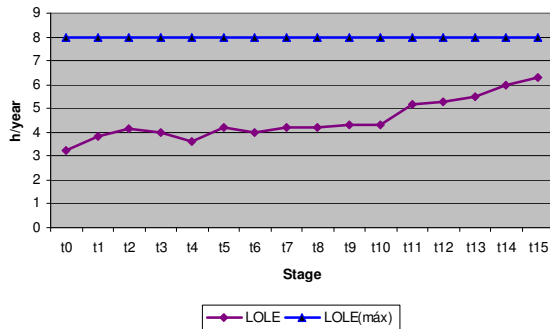


Fig. 3. Evolution of the LOLE along the planning horizon.

This approach allows performing in a very efficient way new simulations changing the conditions and parameters initially established so that one can evaluate the impact of these changes on the final result. Therefore, a tool having these characteristics can be useful not only for generation companies (so that they can analyze the possible behavior of other competitors) but also for the ISO or the Regulatory Agency in charge of preparing expansion plans or at least in charge of performing public tenders to make the concession to construct and operate new power stations. This concern is certainly in line with the dispositions of the EU 2003/54 Directive when expressing the need to guarantee the supply of electricity at the long term.

## V. CONCLUSIONS

In this paper, we described a formulation for generation expansion planning that can be applied in competitive market environments. This model is based on the expected level of revenue, on operation and maintenance costs, and on the expected level of reliability of the generation

system. The implemented approach considers the volatility of market prices for electricity and fuel, construction lead-time and expected load growth. The solution approach is based on a decomposition approach that leads to an iterative process. In order to illustrate the application of the formulation we also presented results obtained for a Case Study in which we considered different technologies and capacities, several operating constraints, forced outages as well as different possible schedules for the addition of new units. This modelling and the analysis presented in this paper can be extended in several directions namely to consider the uncertainty related with the evolution of the demand and of fuels along the planning horizon. This will lead to a more complete a realistic model that can become useful for electricity market players as well as for regulatory agencies and system operators.

## REFERENCES

- [1] S. Stoft, *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press/Wiley, New York. ISBN: 978-0-471-15040-4, 2002.
- [2] F. Olsina, F. Garces, and H.-J. Haubrich, "Modelling Long-Term Dynamics of Electricity Markets", *Energy Policy*, in Press, 2005.
- [3] A. Botterud, M. Ilic and I. Wangensteen, "Optimal Investment in Power Generation Under Centralised and Decentralised Decision Making", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 254-263, February 2005.
- [4] B. G. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. Costa, and M. V. Pereira, "Power System Expansion Planning Under Uncertainty," in *Proceedings of the IEEE/PES Winter Meeting*, New York, 1992.
- [5] J. Zhu and M. Chow, "A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 1722-1728, November 1997.
- [6] J.-B. Park, J.-H. Kim and K. Y. Lee, "Generation Expansion Planning in a Competitive Environment Using a Genetic Algorithm", in *Proceedings of the 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 3, July 2002.
- [7] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed., New York, Plenum Press, ISBN-0-306-45259-6, 1996.
- [8] G. J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, New York: John Wiley & Sons, ISBN- 0-471-50229 4, 1990.

**Adelino J. C. Pereira** was born in Sanfins, Portugal in 1975. He received his diploma and M.Sc. degrees in Electrical Engineering and Computers from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, in 1998 and 2003. In 1998 he joined the Coimbra Polytechnic Institute (ISEC) where he is currently Equiparado to Adjunct Professor. He is a Ph.D. student at FEUP and his main research interest includes competitive markets, power systems operation and planning.

**João Tomé Saraiva** was born in Porto, Portugal in 1962. In 1987, 1993 and 2002 he got his MSc, PhD, and Agregado degrees in Electrical and Computer Engineering from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, where he is currently Professor. In 1985 he joined INESC Porto – a private research institute – where he was head researcher or collaborated in several projects related with the development of DMS systems, quality in power systems, and tariffs due for the use of transmission and distribution networks. Several of these projects were developed under consultancy contracts with the Portuguese Electricity Regulatory Agency.

## **ANEXO B**

# **GENERATION EXPANSION PLANNING PROBLEM CONSIDERING UNCERTAINTY**

Comunicação apresentada e publicada nas actas do 10º Congresso Luso  
Espanhol de Engenharia Electrotécnica, que decorreu na Ilha da Madeira, Portugal,  
de 5 a 7 de Julho de 2007





# Generation Expansion Planning Problem Considering Uncertainty

Adelino J. C. Pereira <sup>(1)</sup>, João Tomé Saraiva, *member IEEE* <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> Instituto Superior de Engenharia de Coimbra Instituto Politécnico de Coimbra  
Rua Pedro Nunes, 3030-199 Coimbra Portugal  
[ajcp@isec.pt](mailto:ajcp@isec.pt)

<sup>(2)</sup> FEUP/DEEC – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto  
INESC Porto – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto  
Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto Portugal  
[jsaraiva@fe.up.pt](mailto:jsaraiva@fe.up.pt)

## Abstract

The fundamental aim of an electric power utility consists in satisfying the demand and energy requirements of its customers at the lowest possible operating cost and with an acceptable level of continuity and quality of electricity supply. This objective involves the two basic aspects of economy and adequacy. In this context, generation expansion planning is one of the most important planning activities in the electric utilities and it is crucial to attain the referred objective. In this paper we describe a generation expansion-planning algorithm that considers various types of units and capacities, operating constraints and different demand scenarios. The solution approach is based in a two-stage stochastic linear program formulation in which we used a Decomposition approach. The proposed paper includes a Case Study to illustrate and discuss the effectiveness of the proposed resource planning approach.

**Keywords:** capacity expansion, uncertainties, stochastic programming

## 1. Introduction

The electricity consumption of countries is continuously increasing because of developing social life, increasing population and improving technology. Additional power plants are the most widely employed method to satisfy the increasing demand. Different methods that consider economic criteria can be used for selecting an additional power plant among a list of alternatives. Because of technical and economical differences of the energy sources, generation expansion planning is a complex problem that is used to identify the most adequate unit type for the additional capacity. Costs have always been a very important factor in decision-making, in particular to choose among alternative energy sources and electricity generation technologies. On the other hand, the electric power industry all over the world has gone through a fundamental restructuring process in recent years passing from regulated or state-owned monopolies to competitive markets. The ongoing restructuring of the electric power industry results in a higher degree of decentralized decision making in power systems [1]. This trend affects long-term expansion planning, as investment decisions are now taken by independent investors with less centralized coordination.

In this context, this paper describes a methodology to perform power system expansion planning studies under uncertainties. The proposed approach uses a decomposition

method and a stochastic optimization framework. The most important uncertainties to consider in this problem correspond to the evolution of the load demand and to the operation costs.

Apart from this introductory section, in the following section we present the most important characteristics to consider in the investment power generation capacity. In Section 3, we address the objective of expansion planning and describe the two-stage stochastic formulation used to solve the problem. Section 4 is dedicated to describe the case study and present the results obtained. Finally some conclusions are presented in Section 5.

## **2. Characteristics of investments in generation capacity**

Expansion projects in the power supply industry, compared to other industrial and utility projects, have a few distinct features[2]:

- they are highly capital intensive, more capital intensive than projects in any other engineering sector. Therefore, they demand thorough planning, timing and intensive financial and economic evaluation;
- power projects to electricity generation, can have serious environmental impact, the mitigation of which can significantly affect capital cost. A thorough environmental assessment and costing are a necessary for all projects;
- power projects have long useful live, however, some of these projects may not remain operational to the end of their useful lives due to technological change, environmental regulations, shortages in fuel availability and public apprehension.
- one-step investments - a high percentage of total capital expenditures must be committed before the power plant can be brought on line;
- investment irreversibility - because of the low grade of flexibility, investments in generation capacity are considered sunk costs. Indeed, it is very unlikely that a power plant can serve other purposes if market conditions determine these investments are unprofitable. Moreover, under these circumstances the power plant could not be sold off without assuming significant losses regarding its nominal value.

Capacity planning is largely governed by three types of decisions about power plant investment: 1) what to build (choice and mix of technology), 2) how much to build (capacity), and 3) when to build (timing and sequencing). The choice of technology depends upon available technologies, their performance levels, expected operating lives, construction time and cost, fuel cost, and other external factors. How much and when to build depend on demand projections, existing capacity, and the decommissioning schedule.

Major planning problems faced by the electric power generation industry are due to parameters affected by uncertainty such as demand growth, fuel prices, capital costs, regulatory standards, and competitive markets on utility resource development. Deregulated power markets and the increased number of independent power producers contribute to enlarge the uncertainties for generation capacity additions in terms of the sitting, timing and operating parameters. For each of these uncertain factors the following paragraphs provide a brief description as follows:

- factors affecting load growth are population growth, economic factors (i.e. residential appliance saturations, electricity prices, prices of substitute fuels), technological changes (i.e. increased appliance efficiencies, insulation practices)

and consumer behaviour (i.e. improved insulation, customer response to competing energy providers).

- reliability uncertainties are affected from existing utility attrition (i.e. retirement of utility capacity due to age, emissions requirements, regulatory issues for nuclear and hydro unit re-licensing), future availability of utility generation (i.e. expected loss of capacity due to economic reasons, licensing delays, construction risk), future availability of non-utility generation (i.e. due to licensing complications, construction schedules, and financing availability), life and performance of plants, required reserve (i.e. due to future load shapes, future energy limited resources, unit availabilities, and tie capabilities).
- cost uncertainties are affected by fuel prices, construction costs and time, cost of resources/capital cost (i.e. due to rapidly changing market conditions, technological development), operating and maintenance costs, cost of replacing power lost due to emission abatement equipment.
- environmental uncertainties are affected by environmental impacts and environmental regulation (i.e. cost of future emissions allowances).
- social and political affecting factors are public attitudes and regulation.

### 3. Expansion Planning Problem

The objective of the expansion planning problem consists of determining an investment schedule that meets the demand and minimizes the present worth of investment and operation costs [3,4]. The main idea of stochastic programming relies on the recursive concept, expressing the ability to take corrective actions once a random event happens. Therefore, in case of two decision stages there are two kinds of variables, the so-called first stage or ‘‘Here-And-Now’’ variables and the so-called second stage or ‘‘Wait-And-See’’ variables. The first stage variables represent decisions that are taken then and there, while the second stage variables represent corrective decisions made when a random event occurs. For computational processing, the unknown future values of the influencing parameters are represented by a set of scenarios. With this scenario representation, a linear two-stage stochastic program is formulated as follows:

$$\min z = c^T x + E f_w y_w \quad (1)$$

$$s.t. \quad Ax = b \quad (2)$$

$$-B_w x + D_w y_w = d_w \quad (3)$$

$$x, y_w \geq 0, w \in \Omega \quad (4)$$

In this formulation:

- $x$  represents the first-stage decision variables;
- $y_w$  represents the second-stage decision variables;
- $c$  represents the first-stage coefficients of the objective function;
- $f_w$  represents the second-stage coefficients of the objective function;
- $A, b$  represents the coefficients of the first-stage constraints;
- $B_w, D_w, d_w$  represents the coefficients of the second-stage constraints.

The first stage parameters are known with certainty while the second stage parameters

are random ones assuming that outcomes labeled with  $w$  have probability  $p(w)$ . In this formulation  $\Omega$  represents the set of all possible outcome labels. Two-stage stochastic linear formulations provide a suitable framework for modeling decision problems under uncertainty arising in several real-world applications. The objective is to find a feasible decision  $x$  that minimizes the total expected costs, the sum of first-stage costs and expected second-stage costs.

#### 4. Case study

In this section, we will consider that a power Generation Company (GENCO) aims at identifying the most adequate generation expansion plan along a 25-year horizon. The list of options includes three types of generation technologies and the objective is to find the power plant capacity that minimizes the sum of the investment cost and the expected value of the operating cost over 25 years. The investment in new generation capacity is made only in the first year. The operating cost has a stochastic nature due to uncertainty in future demand as well as in fuel prices. The formulation includes several types of constraints namely capacity, reliability, financial and operating constraints. The problem will then be formulated as a two-stage stochastic program presented in Section 3. Power plants technologies are priced according to their electric capacity, measured in MW and Table 1 shows the investment cost per MW of capacity for each type of technology.

TABLE I - INVESTMENT COST PER MW OF CAPACITY

<b>Technology</b>	<b>Cost per MW of Capacity (10<sup>3</sup>.€MW)</b>
Technology_1	40
Technology_2	45
Technology_3	60

Demand for electricity is typically described using a load duration curve. Then, the scenarios are created by discretizing the load-duration curve in three blocks of demand (High, Median and Low). For simplicity, the duration of demand level is assumed as one-third of a year but the model can be easily used with different durations. Table II shows the projected demand for power during the first year.

TABLE II – POWER DEMAND IN FIRST YEAR

<b>Blokes</b>	<b>Demand (MW)</b>	<b>Duration (h/year)</b>
High	400	2920
Median	300	2920
Low	200	2920

We considered that the demand increases along the planning horizon from the first till the last year . The increase of the demand depends on a number of factors so that its yearly rates not easily established. In this case we used a demand increase of 3% per year.

The operation cost for the proposed plant technologies over the next 25 years must also be considered. It is also important to refer that any demand that cannot be satisfied by the existing plants must be met by purchasing power from a neighbouring country at a

substantial higher cost. The operating costs of each type of power technology, as well as the cost of purchasing power from an external source, are presented in Table III.

TABLE III – OPERATING COST OF POWER GENERATION

<b>Technology</b>	<b>Cost (€/MWh)</b>
Technology_1	20
Technology_2	15
Technology_3	12
Import	100

Due to the fluctuations in fuel prices, the operating costs of the different technologies are not known in advance. The expected values of these costs and the probability distributions of these costs are shown in Tables IV, V and VI.

TABLE IV – PROBABILITY DISTRIBUTION OF TECHNOLOGY\_1  
OPERATING COSTS.

<b>Cost (€/MWh)</b>	<b>Probability (%)</b>
18	10
20	50
22	40

TABLE V – PROBABILITY DISTRIBUTION OF TECHNOLOGY\_2  
OPERATING COSTS.

<b>Cost (€/MWh)</b>	<b>Probability (%)</b>
13	10
15	50
17	40

TABLE VI – PROBABILITY DISTRIBUTION OF TECHNOLOGY\_3  
OPERATING COSTS.

<b>Cost (€/MWh)</b>	<b>Probability (%)</b>
10	10
12	50
14	40

The problem can be modelled as a two-stage stochastic linear optimization model. In the first stage, we determine the amount of capacity of each of the three types of technologies to build. The second-stage decisions correspond to the amount of electricity capacity used to produce electricity at each power technology for each demand block in each year. The optimal value of the second-stage variables depends on the stochastic problem data. Each possible value of the problem data is referred to as a scenario, which will be indexed by  $\omega$ . For the power plant investment problem, there are three different possible demand growth for each year, three possible operating costs for the three different technologies, leading to a total of  $K = 3 \times 3 \times 3 = 27$  scenarios. We therefore can consider that  $\omega$  is an index taking values in the range  $\omega = 1, \dots, 27$ . Considering all these aspects, the problem formulated for a Generation Company can be formulated by (5) to (9).

min	$z = \sum_{i=1}^3 c_i x_i + \sum_{w=1}^{71} \alpha_w \left( \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \sum_{t=1}^{25} Cop_{i,j,w} * y_{i,j,t,w} * h_j \right)$	(5)
Subj:	$\sum_{i=1}^3 c_i x_i \leq 100.10^6$	(6)
	$\sum_{i=1}^3 y_{i,j,t,w} \leq x_i \quad \text{for all } (j, t, w)$	(7)
	$\sum_{i=1}^4 y_{i,j,t,w} \geq D_{j,t,w} \quad \text{for all } (j, t, w)$	(8)
	$x_i \geq 0 ; \text{ to } i=1, \dots, 3 \text{ and } y_{i,j,t,w} \geq 0 \text{ for all } (i, j, t, w)$	(9)

In this formulation:

$T$	number of years in the planning horizon;
$t$	interval in the planning horizon (year);
$J$	demand load block in each year (1 - High, 2 - Median, 3 - Low);
$I$	type of candidate technology for expansion (1, ..., 3);
$x_i$	capacity build for each type of technology;
$c_i$	investment cost for each type of technology;
$W$	index of the scenario;
$p_w$	probability of scenario $w$ ;
$y_{i,j,t,w}$	amount of electricity capacity used to produce electricity by power technology $i$ for demand block $j$ in year $t$ and scenario $w$ ;
$Cop_{i,j,t,w}$	operation cost for technology $i$ for demand block $j$ in year $t$ and scenario $w$ ;
$h_j$	duration in hours of each demand block;
$D_{j,t,w}$	load demand in block $j$ and year $t$ under scenario $w$ ;

For the solution of the problem presented it was used the software Xpress-MP[5]. This software includes routines that enable solving problems with a large number of scenarios and using the L-shaped method. The L-shaped method decomposes the problem into first-stage (or master) variables and second-stage (or subproblem) variables, generates optimality and feasibility cuts.

Using this approach for the above problem, we obtained the optimal expected cost of the power plant technology investment problem as 1468,95 millions of the euros. The associated optimal capacity construction decisions and investment in installed capacity are shown in Table VII.

TABLE VII – POWER TECHNOLOGY CAPACITY CONSTRUCTION DECISIONS

<b>Tecnology</b>	<b>Capacity Installed (MW)</b>	<b>Investment (10<sup>3</sup>.€)</b>
Tecnology 1	460	18400
Tecnology 2	700	31500
Tecnology 3	500	30000

With this formulation it is possible to develop sensitivity studies considered different values for several parameters affected by uncertainty, and to evaluate the impact of those variations on capacity to install for each generation company and on the expected costs.

## **5. Conclusions**

In this paper we presented an efficient approach to address the resource expansion planning problem of electric generation companies under uncertainty. The solution approach is based in a two-stage stochastic linear problem formulation in which we used a L-shaped Method to decompose the problem into a master or first stage and in a second stage or subproblem. The methodology was applied to an illustrative case in which we included the most important uncertainties that influence the decision of investment in new generation capacity.

## **Acknowledgements**

The actor would like to thank to the FCT- Fundação para a Ciência e Tecnologia, the attribution of subsidy to be able to participate in the conference.

## **References**

- [1] Stoft, S., *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press/Wiley, New York. ISBN: 978-0-471-15040-4, 2002.
- [2] Olsina, F., F. Garces, and H.-J. Haubrich, "Modelling Long-Term Dynamics of Electricity Markets", *Energy Policy*, in Press, 2005.
- [3] B. G. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. Costa, and M. V. Pereira, "Power System Expansion Planning Under Uncertainty," in *Proceedings of the IEEE/PES Winter Meeting*, New York, 1992.
- [4] J. Zhu and M. Chow, "A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 1722–1728, Nov. 1997.
- [5] *Applications of optimization with Xpress-MP*, Published by: Dash Optimization Ltd., United Kingdom, ISBN: 0-9543503-0-8, 2000.





## **ANEXO C**

### **PROBABILISTIC POWER GENERATION EXPANSION PLANNING IN A COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET**

Comunicação apresentada e publicada nas actas da 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, que decorreu em Porto Rico, de 25 a 29 de Maio de 2008



# Probabilistic Power Generation Expansion Planning in a Competitive Electricity Market

Adelino J. C. Pereira, *student member IEEE*

João Tomé Saraiva, *member IEEE*

*Abstract* — This paper addresses the generation expansion-planning problem describing a model that generation companies can use to get insight to this problem and to more completely study and characterize different investment decisions. In the last 20 years, the generation activity evolved from a situation in which it was part of vertical companies to unbundled market agents that face a much more risky and uncertain environment. This explains the need to develop this kind of simulation tools to help them building their investment plans as well as analyzing the impact of possible decisions of other players. The simulation model considers a number of possible generation technologies and aims at characterizing the corresponding investment plans from an economic point of view having in mind that market prices, the demand growth, investment and operation costs, as well as other factors, are affected by uncertainties. These uncertainties are modeled by pdf functions and the solution approach uses a Monte Carlo Simulation to sample particular values used to analyse the different investment alternatives from an economic point of view. Finally, the paper presents results from a Case Study illustrating the use of this approach.

*Index Terms*— expansion generation planning, competitive market, uncertainties, probability models.

## I. INTRODUCTION

From the late 80s onwards, competition has been introduced in the electricity sector determining in many countries the change of the traditional operation paradigm. The sector was typically structured in terms of vertically integrated companies that included all the steps of the value chain from generation till the relationship with end-consumers, and passing by transmission and distribution. This kind of structure was justified considering that the provision of electricity should be naturally generated, transmitted and distributed by this type of utilities. This paradigm had several consequences namely in the way operation and expansion activities were carried out. In particular, expansion planning was developed in a centralized way and the decision to build new generation assets was never taken in an independent way from transmission expansion and reinforcement planning. Due to the fact that all activities were included in the same vertical companies there was typically little concern on the elimination of cross-subsidies between activities and tariffs in general reflected average costs.

From the 80s onwards, several countries started to introduce market mechanisms in the sector. In the first place, this was done on the generation subsystem together with larger consumers, at least complying with an

Adelino J. C. Pereira, Department of Electrical Engineering, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Rua Pedro Nunes, 3030-199 Coimbra, Portugal, [ajcp@isec.pt](mailto:ajcp@isec.pt).

João Tomé Saraiva, FEUP/DEEC – Faculdade de Engenharia da Univ. do Porto and INESC Porto – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto Portugal, [jsaraiva@fe.up.pt](mailto:jsaraiva@fe.up.pt).

eligibility condition. This implied creating new ways to relate generation and demand, as the pool markets and the bilateral contracts. On subsequent steps, the distribution activity was progressively decoupled from retailing until the contractual relation with end-consumers was also liberalized. In any case, network activities, both on transmission and distribution, are considered as regulated ones typically provided through long term public concessions. In this scope, the EU 2003/54/EC Directive, on the establishment of common rules for the development of the internal electricity market, determines that all member states must create transmission and distribution system operators (TSO and DSO) in charge of the network activities including expansion, operation and maintenance of the networks. In any case, these networks should be opened to the use of market agents in a transparent and non-discriminative way, provided that the corresponding tariffs for use of the networks are paid.

One of the major consequences from the restructuring movement of the electric power industry is related with the more decentralized decision making process in the sense that information is now detained by a larger amount of players that have the capacity to select options considered more adequate for them [1]. In particular, in the generation sector, private investors and competing companies will now evaluate the market information and decide whether to invest in new generation assets in a reasonably decoupled way from the transmission planning activity. Having taken this decision, it is asked for a transmission network connection permission, which means that the TSO should now develop its network given that it does not participate in the generation expansion decision process. In any case, the referred Directive determines that each TSO should accept all reasonable flows in its networks, meaning that flexibility and uncertainty modelling are also key issues in the transmission activity much more than in the past.

Prior to the introduction of competition, generation expansion planning (GEP) has historically addressed the problem of selecting the most adequate technology, the expansion size, the sitting, and the schedule to construct new plants considering economic criteria while ensuring that the installed capacity meets the expected demand growth. Currently, the more decentralized decision making process affects long-term generation expansion planning, as investment decisions are now taken by private investors and companies leading to a more reduced level of centralized coordination. Capacity expansion is driven by expectations regarding the behavior of future prices and by the return on new investments, meaning that, also in this area, dealing with uncertainties, quantifying risk and building robust plans are crucial aspects. In this line of

research, this paper details a simulation model that considers a number of possible generation technologies and aims at characterizing the corresponding investment plans from an economic point of view having in mind that market prices, the demand growth, investment and operation costs, as well as other factors, are affected by uncertainties. The model adopts probabilistic representations for these inputs and runs a Monte Carlo simulation that samples sets of particular values of these variables to be used in the economic evaluation [2]-[3]. As a result, it is built the distribution of the Net Present Value, NPV, of each project as well as sensitivity analysis to identify the input variables that have larger impacts on the final results.

## II. CHARACTERIZATION OF THE INVESTMENTS IN GENERATION CAPACITY

As referred in Section I, generation expansion planning and generation construction are activities conducted in a competitive environment that, in any case, retain a number of characteristics that are in fact not new. According to [4], the aspects characterizing power plant investments that are more relevant for this problem are as follows:

- capital intensive - investments in large power plants involve massive financial commitments;
- one-step investments - a high percentage of the total capital must be committed before the power plant can actually start operation;
- long payback periods - power plants are expected to be paid off only after several years;
- investment irreversibility – once the investment decision is taken, it is not possible for a power plant to be used for other purposes if market conditions turn these investments unprofitable. If such a situation occurs, it will not be possible to sell that station without assuming significant losses regarding its initial value.

When addressing this problem, it is crucial to understand that there are two involved time-scales. In the first place, the daily operation and, on the other hand, a long time period involved both in building and in recovering the investment. This long-term nature imposes addressing and adequately modelling uncertainties, several of them being related with volatile factors having exogenous nature. As indicated in [5] the behaviour of these long term factors and parameters can have a large impact on the profitability of a project, either directly as an uncertain cost element or indirectly through the market price of electricity, or sometimes in both ways.

Having this relevance in mind, the next paragraphs enumerate factors and parameters that are affected by uncertainties that should be incorporated in the model:

- the electricity demand evolution is inherently uncertain both on short and on long term models. When considering electricity markets, the demand level will contribute to determine the market price and this influence will be larger if the price elasticity increases. As a consequence, the demand level along the horizon influences the market prices and the capacity factor of each unit. These elements will then determine the profitability of the new investments;

- fuel costs used in thermal stations are very volatile and have a direct impact on operating costs. Generation costs leading to bid prices are the second component used to set market prices and that, in turn, influences the demand level and the profitability of the investments;
- the financial environment and the scheme adopted to finance the investment will also determine the risk of the investment decision in the sense that, for instance, stronger capital structures will contribute to reduce the exposition to these risks;
- since generation and the corresponding investment decisions are taken in a competitive environment, it is clear that the decisions from other players will also impact on the market prices and so they will affect the profitability of each particular investment;
- in restructured power systems there is a new level of uncertainty and risk related with changes in the regulatory and legal framework. This framework is itself more volatile and, if that happens, it can induce the investors to adopt more risk aversion attitudes that ultimately can affect the guarantee of supply;
- finally, there are some factors under the direct control of the companies as the size and the diversity of the investment programme, the generation technologies, and the mechanisms adopted to control costs during construction and operation.

Therefore, generation expansion planning is becoming a very difficult, involving and risky task. Planners and decision makers will certainly have to conduct several simulation studies to identify the most adequate plan for the company under analysis, to characterize possible investment projects as a way to get more information and insight on them in view of the uncertainties. Ultimately, this analysis should lead to the selection of investment plans increasingly robust, that is, plans that remain good no matter the particular values that parameters affected by uncertainty will assume in the future.

In order to build such a simulation environment, this paper models several parameters as the energy price, fuel cost, investment cost, capacity factor, fixed and variable O&M costs uncertainties by normally distributed random variables around a base case value. As an example, Figure 1 displays the normal pdf function of the electricity price in the Common Iberian Electricity Market, MIBEL based on historical data [6]. This price corresponds to the pool day-ahead price, not considering any geographical dispersion due to losses or network constraints. The adoption of normal pdf functions is based on their adequacy to represent data as well as their easiness of treatment.

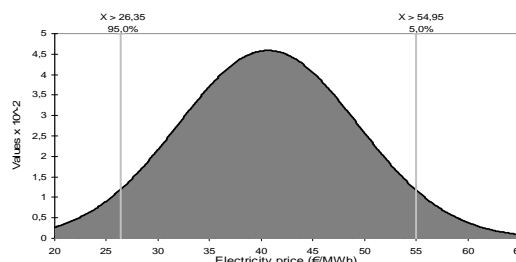


Fig. 1. Normal pdf function for the electricity price.

In this case, the average value is 40.65 €/MWh and the standard deviation is 8.69 €/MWh. Using this type of information, we can then use a Monte Carlo simulation to sample sets of particular values that will then be used to perform the economic evaluation of the projects and to characterize their risk as detailed in the next Section. The results obtained from running these problems will finally be used to build the probability distributions of the results.

### III. IMPLEMENTED APPROACH

In this paper, our main objective was to incorporate different sources of uncertainties in investment appraisal. This analysis is relevant because there is a wide number of factors affected by uncertainty, apart from the electricity price itself, that can contribute to turn an investment project very risky and so be discouraged for some classes of investors. This kind of studies is also important in view of the development of competitive mechanisms in the electricity sector leading to a more volatile environment so that the investment decisions have to be taken in view of the uncertainties, evaluating the risks and getting insight on the expected levels of return to the investments. It is also important to recognize that the level of risk foreseen by an investor for a particular project will influence the level of return expected for it. This means that more risky investment projects determine or induce higher return rates. As a whole, this means that it is important to characterize as completely as possible the impact of uncertainties on generation investment projects as a way to help decision makers in taking more sounded decisions, or at least, to select alternatives based on more complete information.

In this approach, we considered that several input data was affected by uncertainties modelled by normal pdf functions. In particular, we considered probabilistic models for the electricity market price, for the fuel price, for the investment cost, for the capacity factor (representing the percentage of the number of hours of the year during which the station is in operation), for variable and fixed operation and maintenance costs, for the efficiency of thermal generators and for the evolution of the demand.

In particular, the electricity market prices are modelled by non-negative normal probability distribution. In our case, we used historical hourly electricity prices of the Common Electricity Market of Portugal and Spain from December 2006 to November 2007. In order to model the input data in a more detailed way and to analyse in a closer way possible drivers for the results, we decided to derive probability distributions for three seasonal periods, instead of having a single probability distribution for the whole year. This means that we considered the Summer period, the Winter period and finally, the Spring+Autumn period. This more detailed representation allows one to get more accurate results given the possible different use of generation stations under analysis during these three periods. Apart from that, we also analysed separately the weekdays and the weekends given that the different demand levels also originate different dispatch patterns.

Having the historical electricity market prices decomposed in 6 sets (three seasonal periods times two sets of days), we obtained the mean values and the standard deviations indicated in Table I assuming normal probability distribution functions [6].

TABLE I - HISTORICAL ELECTRICITY PRICES (€/MWh)

pdf parameters	Winter		Spring+Autumm		Summer	
	Wkday	Wkend	Wkday	Wkend	Wkday	Wkend
$\mu$	45.65	36.16	37.87	34.88	37.79	35.48
$\sigma$	8.69	6.86	7.1	6.32	3.73	3.13

The economic analysis of each investment project was conducted evaluating in the first place the annual profit associated to each generation technology. This profit can be given by expression (1)

$$Ap = \sum_{s=1}^S \text{Energ}_s (Pe_s - P\text{Cost}_s) \quad (1)$$

In this expression:

- $\text{Energ}_s$  electricity generated by this plant in a season  $s$  (MWh);
- $Pe_s$  electricity price in season  $s$  (€/MWh);
- $P\text{Cost}_s$  generation cost in season  $s$  (€/MWh);
- $s$  season considered. In this case,  $s=1$  stands for Winter,  $s=2$  represents Spring+Autumm and  $s=3$  corresponds to Summer.

The generation cost of a thermal station can be obtained using expression (2). This means that we use an estimate of the number of hours that typically each station will be used in a given season  $S$ . This estimate depends on the technology used and it is obtained from historical data related with the accepted selling bids presented by generation agents to electricity markets.

$$P\text{Cost}_s = ((F_p \cdot HR) + V\_O \& M + F\_O \& V) \alpha_s \cdot h_s \cdot CI \quad (2)$$

In this expression:

- $F_p$  fuel price (€/GJ);
- $HR$  heat rate (GJ/MW);
- $V\_O\&M$  operation and maintenance variable cost (€/MWh);
- $F\_O\&M$  operation and maintenance fixed cost (€/MW per year);
- $\alpha_s$  capacity factor of a power plant, interpreted as the percentage of hours a station is in operation in a given season  $s$ ;
- $h_s$  number of hours of the season  $s$ ;
- $CI$  capacity installed in a power plant (MW).

In order to characterize the economic relevance of each long-term investment project, we used the Net Present Value, NPV. This index measures the excess or shortfall of the cash flow in the project evaluated in present terms, that is referred to a common time instant. In other words, projects can display a positive NPV indicating that their implementation will add value to company along time, can assume negative values if the project subtracts value to the company, or can lead to a zero NPV value indicating that it would be indifferent regarding the addition of subtraction of value to the firm. Projects having negative NPV should be rejected while the ones having positive NPV should be

accepted or, at least, compared with other projects also having positive NPV in a final decision making step.

The calculation of the NPV is done using expression (3) in which  $AP_i$  represents the annual profit of the project in year  $i$ ,  $I$  represents the investment cost,  $r$  is the discount rate and  $N$  is the project life. This expression assumes that the profits occur in an uniform basis along each year. Then, each annual profit is referred to the initial period using the discount rate. On the other hand, the investment cost associated with the construction of each generation station is considered to occur at the beginning of the first year and it corresponds to a cost assumed in an unique term, that is, it is related to a single payment.

$$NPV = \sum_{i=1}^N \frac{AP_i}{(1+r)^i} - I \quad (3)$$

When considering input factors affected by uncertainties, the NPV of a project can assume very different values when compared to the one coming from a simple deterministic analysis. That is why the influence of uncertainties must be considered in the generation expansion decision making in order to perform a risk analysis. In this analysis, uncertain factors are modelled by probabilistic distributions and one aims at translating the input uncertainty into the NPV value, so that it reflects input data. This means that the decision maker wants to characterize in a more complete way the behaviour of the NPV when considering uncertainties, namely to get information whether a particular investment decision is sufficiently robust, regardless of particular sets of values assumed by the input data.

In this analysis, we also computed the probability distribution of the NPV of each project running a Monte Carlo simulation [4]. In this simulation, we assume that input data displays a specified probability distribution (normal, in this case) and we sample a typically large number of sets of values from these distributions. Each set includes one value for each input data sampled from that probability distribution. Then, this set is used to compute the associated NPV value using expressions (1) to (3). This procedure is run a large number of times so that the output results for each project are used to build the probability distribution function of the NPV of that project. The number of samplings to extract from the pdf functions is controlled computing the quality of the current estimate of the average of NPV. As in other sampling simulations, we used the Uncertainty Coefficient  $\beta$  indicated in [7] to control the quality of the estimate. Once the process converges, the results can be sorted and plotted in the form of probability distribution and also according to a cumulative probability curve.

Apart from these elements, we can also compute the Coefficient of Variation given by (4) as a secondary criterium to characterize the risk of a project [8]. This expression clearly indicates that a project displaying a larger CV has a larger NPV standard deviation regarding its mean. Therefore, the specified ranges of uncertainties are likely to determine large changes on the NPV indicating that such a project will be very risky.

$$CV = \frac{\text{Std. Deviation NPV}}{\text{Mean NPV}} \quad (4)$$

Apart from this analysis, we can also perform sensitivity studies in order to get insight on how the results change if there are modifications on some initial assumptions. This means that we can run the Monte Carlo simulation in a first place considering a number of input probability functions to model uncertainties. In a second step, the decision maker may want to have information on which of these input factors contribute in a larger way to changes in the results, if one admits a change in one input at a time. Given the expressions (1), (2) and (3) it is immediate to conclude that the range of output values obtained for NPV is determined by the extreme values of the parameter under analysis plus the average values of the remaining ones. This type of approach is easy to apply given that we consider one parameter at a time. The information regarding the range of output NPV values contributes to get more insight on the problem enabling a more sounded decision making process.

#### IV. ILLUSTRATIVE EXAMPLE

##### A. Data

In order to illustrate the application of this approach, we considered that a generation agent wants to perform an economic evaluation of three technologies as follows: a CCGT station with 400 MW of installed capacity, a coal fired plant with 600 MW of installed capacity and, finally, building wind parks having an installed capacity of 50 MW. Tables II and III detail the technical, economic and financial parameters assumed for the CCGT and for the coal fired plants [9].

TABLE II - INPUT DATA FOR THE CCGT PLANT

	Mean	Standard deviation
Plant Capacity (MW)	400	
Investment cost (€/kWe)	700	100
Economic Plant Life (year)	25	
Capacity factor (%)	80	10
Fuel Price (€/GJ)	3.2	0.5
Fuel Cost (€/MWh)	22.9	3
Variable O&M costs (€/MWh)	2.8	0.5
Fixed O&M costs (€/MW, year)	30	5
Thermal efficiency (%)	55	5
Assumed rate of fuel cost increase in plant lifetime (%)	2	0.5

Regarding the wind parks, Table IV indicates the input data [10]. It should be referred that this investment project corresponds to build 25 turbines of 2 MW each, the connection costs as well as rents to land owners were not considered and we admitted a capacity factor of 30%. As indicated in these tables, apart from the plant capacities and the plant life, all the other parameters are affected by uncertainties that are modelled by normal pdf functions. Finally, we also considered a return rate of 8%, having a standard deviation of 1%.

TABLE III - INPUT DATA FOR COAL FIRED PLANT

	Mean	Standard deviation
Plant Capacity (MW)	600	
Investment cost (€/kWe)	1200	100
Economic Plant Life (year)	30	
Capacity factor (%)	80	10
Fuel Price (€/GJ)	1.77	0.5
Fuel cost (€/MWh)	16	2.5
Variable O&M costs (€/MWh)	3.33	0.5
Fixed O&M costs (€/MW, year)	40	5
Thermal efficiency (%)	40	5
Assumed rate of fuel cost increase in plant lifetime (%)	2	0.5

TABLE IV - INPUT DATA FOR WIND POWER PLANT

	Mean	Standard deviation
Plant Capacity (MW)	50	
Investment cost (€/kWe)	1200	100
Load factor (%)	30	5
Variable O&M costs (€/MWh)	2	0.5
Fixed O&M costs (€/MW, year)	20	5

*B. Deterministic Analysis*

In the first place, we computed the Net Present Value, NVP, associated to each project in a deterministic way. To run these calculations, we used the average values indicated in Tables II, III and IV for all inputs affected by uncertainty. Regarding electricity market prices, we admitted the pdf function in Figure 1 for the first period. For subsequent years, we admitted a yearly increase of 2%. This rate was also used for fuel costs and for operation and maintenance fix and variable costs. Using expression (4) together with expressions (2) and (3), we obtained the results indicated in Table V. As indicated in this table, the CCGT investment project displays the larger NPV, which indicates it would add the larger value to the company, although all of the three are positive.

TABLE V - DETERMINISTIC RESULTS FOR NPV

	NPV (Million €)
Combined Cycle Gas Fired Plant	46.684
Coal Fired Plant	31.262
Wind Power Plant	1.892

*C. Probabilistic Analysis*

However, this generation agent recognized that several input data were affected by uncertainties and so it aimed at evaluating the impact of those uncertainties in the NPV of each investment project. This analysis was conducted using the approach described in Section III and the results obtained are presented in the next sections for each of the three analyzed projects.

*C.1. Combined Cycle Gas Fired Plant Project*

Figure 2 presents the histogram obtained for the normal probability distribution of the NPV for the CCGT station investment. According to this figure, the average value of the NPV is 46.64 million € with a standard variation of

103.695 million €. It is important to observe that the estimated expected value in Figure 2 is not very different regarding the value obtained with the deterministic analysis in Table V. However, the probabilistic analysis gives more insight regarding the behavior of the NPV. As an example, for some sets of sampled values of the input pdf distributions, the NPV assumes negative values indicating this project would, in those cases, reduce the value of the company. As illustrated in Figure 2, this kind of analyses helps the investor when characterizing the values the NPV can assume, reflecting the input uncertainties. Taking into account his expectations and risk profile, the investor can more appropriately select the investment project.

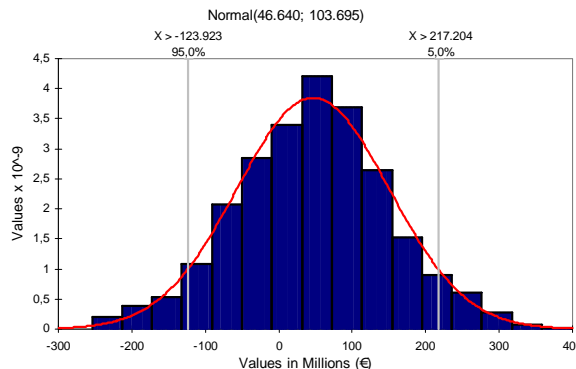


Fig. 2. Histogram and normal probability distribution function of NPV.

Figure 3 presents the results obtained for the NPV using an ascending cumulative distribution curve. This graph is another tool that the investor can use to evaluate the risk of the investment. For instance, it is possible to conclude that the probability of having negative or zero NPV values is close to 30%.

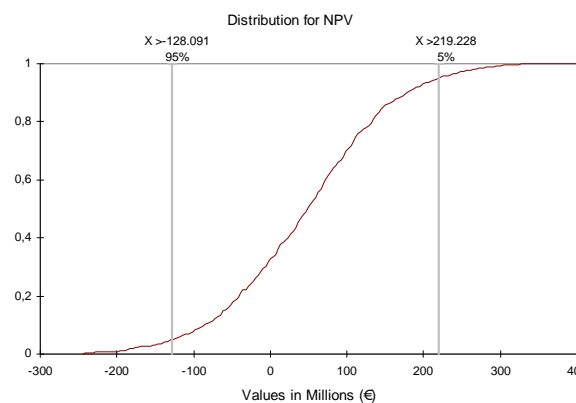
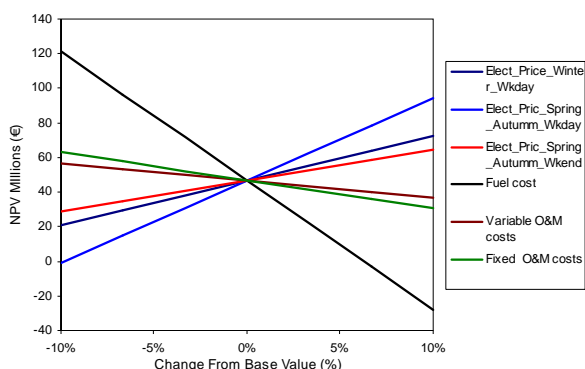


Fig. 3. Ascending cumulative distribution curve of the NPV.

Figure 4 presents the results obtained for the sensitivity analysis performed for this project. To run this study we admitted that each of the input parameters affected by uncertainty could in fact have their average value changed in a range from -10% till +10%. It should be referred that this study was conducted admitting that each parameter was varied at a time in order to evaluate its impact on the results obtained for NPV. The remaining ones were fixed at their average values.



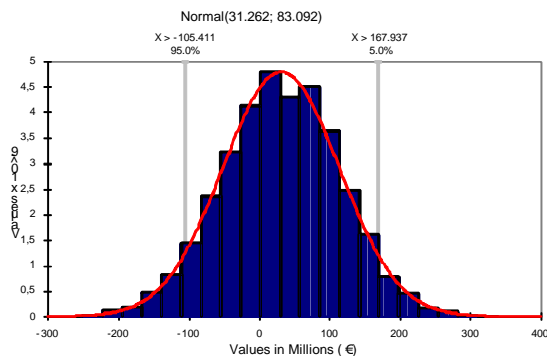
**Fig. 4.** Evolution of the expected NPV value in function of the percentage each input is changed.

The results of this simulation indicate that the parameter having a larger influence on the NPV is the fuel cost. In fact, a variation of its average value in the range from -10% to +10% originates a change on the value of the NPV from 121.2 million € till -28 million €. Regarding the electricity market price, we ran this analysis admitting changes on weekday prices or on weekend prices. The ones that have large impact on the NPV correspond to the change of the average electricity price on Spring+Autumn in weekdays.

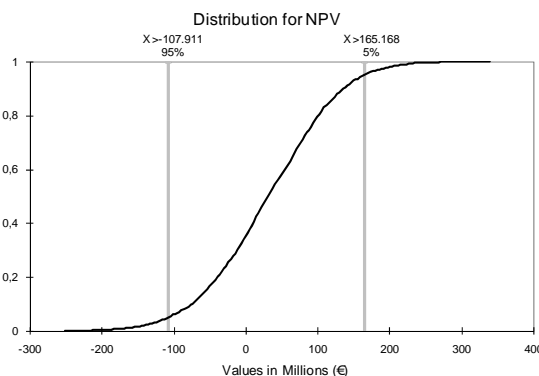
**C.2. Coal Fired Plant Project**

We conducted a similar study for the coal fired plan investment project. In this case, Figures 5, 6 and 7 display the histogram of the NPV pdf distribution, the cumulative distribution curve and the variation of the average value of the NPV reflecting changes of the mean value of the input uncertainties in the range -10% to +10% regarding the values initially considered. As indicated in Figure 5, the expected value of the NPV for this project is 31.262 million € with a standard deviation of 83.092 million € also indicating that this a risky project since there are combinations of input data sampled from the specified normal distributions that lead to negative NPV values.

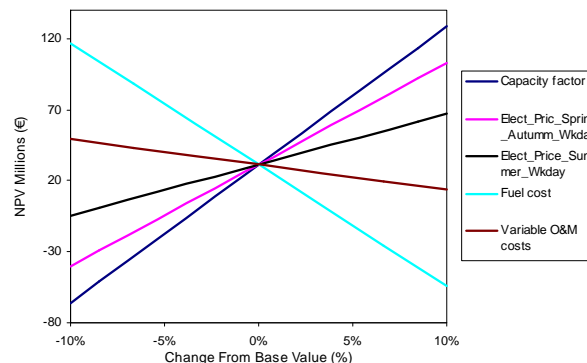
Figure 7 displays the results obtained for the sensitivity analysis. In this case, this analysis indicates that this project is specially affected by changes on the capacity factor (a positive variation leads to an NPV increase) and on the fuel cost (a positive variation origins a decrease of the NPV). On the contrary, the project is almost insensible to changes on the variable operation and maintenance costs.



**Fig. 5.** Histogram and normal probability distribution function of NPV.



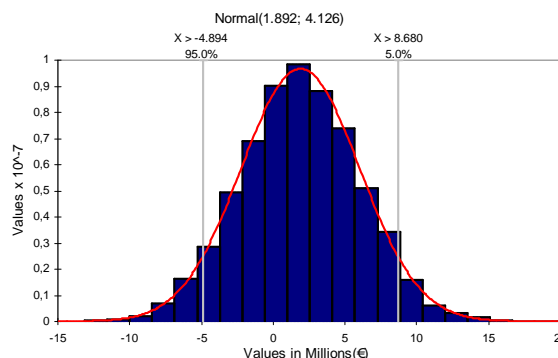
**Fig. 6.** Ascending cumulative distribution curve of NPV.



**Fig. 7.** Evolution of the expected NPV value in function of the percentage each input is changed.

**C.3. Wind Power Plant Project**

Figures 8, 9 and 10 display the results obtained for the simulations considering the wind power project. In this case, Figure 8 displays the histogram of the NPV normal probability distribution. The expected value corresponds to 1.892 million € wind a standard deviation of 4.126 million €. Figure 9 presents the NPV cumulative distribution curve indicating that the probability of having a negative or zero NPV is 33%.



**Fig. 8.** Histogram and normal probability distribution function of NPV.

Finally, Figure 10 displays the results of the sensitivity analysis, once again admitting that the average values of the input uncertain data can change by ± 10% regarding the initial considered values. This graph clearly indicates that the capacity factor representing the number of hours that the wind park is in operation has the larger influence on the NPV value. In fact, an increase of 10% on the capacity factor initially assumed (30%) is likely to originate the multiplication by more than 4 over the mean



value of the NPV from 1.892 million € indicated in Figure 8 to more than 8 million € as displayed in Figure 10. Apart from this factor, the electricity market price on weekdays in Spring+Autumn is the second input parameter whose variation has a larger impact on the NPV value.

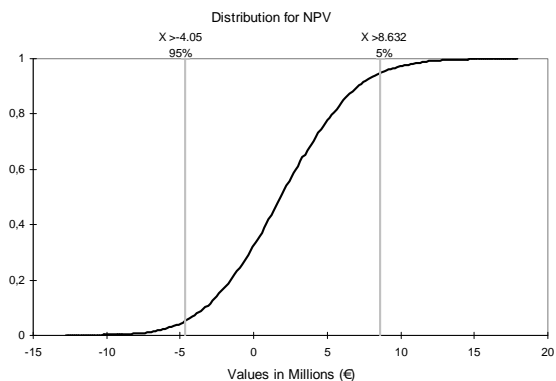


Fig. 9. Ascending cumulative distribution curve of NPV.

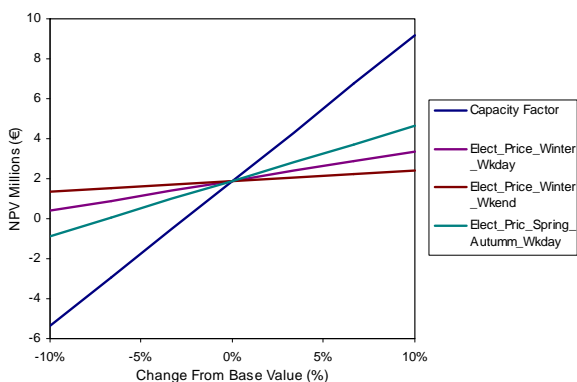


Fig. 10. Evolution of the expected NPV value in function of the percentage each input is changed.

C.4. Final Comments

The results presented in the previous sections constitute a valuable set of information that investors can use to evaluate the risk of each project. As supplementary information, we also obtained the CV values given by (4) for each of these three projects as follows: 2.22 for the CCGT, 2.65 for the Coal Fired Plant and 2.18 for the wind park. These values suggest that the lowest risk would be associated with the wind park. However, the probability of having negative or zero NPV is as follows: 30% for the CCGT, 36% for the coal fired plant and 33% for the wind park. Therefore, the coal-fired plant is the worse in both indicators, but regarding the CCGT and the wind park these indicators suggest different decisions. Altogether, the final decision would largely depend on the risk aversion profile of the investors since these two indicators would favor different projects and also on the very different expected NPV values obtained for these two projects.

V. CONCLUSIONS

In this paper we described an approach that can be used to reflect uncertainties affecting different parameters used in the evaluation of generation investment projects in terms of economic indicators. We modelled uncertainties using probability distribution functions and Monte Carlo simulation is used to map them on the results.

The economic indicators correspond to the NPV, characterized by the mean, standard variation, histogram and cumulative histogram, the probability of getting negative or zero NPV and the coefficient of variation, CV. These indicators can be used by investors to characterize in a deeper way the alternative investment projects, to get insight on the involved risk and to perform sensitivity analysis to identify the factors having larger impact on the results. Such an analysis is very relevant nowadays in view of the more volatile world and of the level of competition introduced in the sector. Therefore, the treatment of uncertainties, the quantification of risk and the identification of robust projects deserve careful attention and treatment as suggested by this paper.

VI. ACKNOWLEDGMENT

The first author would like to thank Fundação para a Ciência e Tecnologia, FCT, that partially funded this research work through the PhD grant nº SFRH/BD/29243/2006.

VII. REFERENCES

- [1] S. Stoft, "Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity", IEEE Press/Wiley, New York. ISBN: 978-0-471-15040-4, 2002.
- [2] George S. Fishman, *Monte Carlo Concept, Algorithms and Applications*, Springer-Verlag New York, Inc., ISBN- 0-387-94527-X, 1996.
- [3] G. J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, New York: John Wiley & Sons, ISBN- 0-471-50229 4, 1990.
- [4] F. Olsina, F. Garces, H.-J. Haubrich, "Modeling Long-Term Dynamics of Electricity Markets", *Energy Policy*, Vol. 34, no. 12, August 2006.
- [5] A. Botterud, M. Ilic and I. Wangenstein, "Optimal Investment in Power Generation Under Centralised and Decentralised Decision Making", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 254-263, February 2005.
- [6] Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, web site: [www.omel.es](http://www.omel.es)
- [7] J.T. Saraiva, V. Miranda, L. Pinto, "Generation/transmission Power System Reliability Evaluation by Monte-Carlo Simulation Assuming a Fuzzy Load Description", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, pp. 690-695, May 1996.
- [8] Morteza Rahimiyan and Habib Rajabi Mashhadi, Risk analysis of bidding strategies in an electricity pay as bid auction: A new theorem, *Energy Conversion and Management*, Elsevier, Volume 48, Issue 1, Pages 131-137, January 2007.
- [9] "The Costs of Generating Electricity", The Royal Academy of Engineering, ISBN 1-903496-11-X, London, March 2004.
- [10] Danish Wind Industry Association, web site: [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

**Adelino J. C. Pereira** was born in Sanfins, Portugal in 1975. He received his diploma and M.Sc. degrees in Electrical Engineering and Computers from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, in 1998 and 2003. In 1998 he joined the Coimbra Polytechnic Institute (ISEC) where he is currently Equiparado to Adjunct Professor. He is a Ph.D. student at FEUP and his main research interest includes competitive markets, power systems operation and planning.

**João Tomé Saraiva** was born in Porto, Portugal in 1962. In 1987, 1993 and 2002 he got his MSc, PhD, and Agregado degrees in Electrical and Computer Engineering from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, where he is currently Professor. In 1985 he joined INESC Porto – a private research institute – where he was head researcher or collaborated in several projects related with the development of DMS systems, quality in power systems, and tariffs due for the use of transmission and distribution networks. Several of these projects were developed under consultancy contracts with the Portuguese Electricity Regulatory Agency.



## **ANEXO D**

### **MODELING LONG-TERM UNCERTAINTIES IN GENERATION INVESTMENT PROJECTS IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS**

Comunicação apresentada e publicada nas actas da - The 6th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission and Distribution- MedPower 2008, que decorreu em Salónica, Grécia, de 2 a 5 de Novembro de 2008.



# Modeling Long-term Uncertainties in Generation Investment Projects in Competitive Electricity Markets

<sup>(1)</sup>Adelino J. C. Pereira, *student member IEEE*, <sup>(\*)</sup>João Tomé Saraiva, *member IEEE*

<sup>(1)</sup>Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Instituto Politécnico de Coimbra Rua Pedro Nunes, 3030-199 Coimbra, Portugal

<sup>(\*)</sup>FEUP/DEEC – Faculdade de Engenharia da Univ. do Porto INESC Porto – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal  
phone +351.22.5081880, fax: +351. 22 209 41 50, email: [jsaraiva@fe.up.pt](mailto:jsaraiva@fe.up.pt)

**Abstract** – In the scope of the restructuring process of the electricity sector, typical vertically integrated companies were unbundled leading to agents dedicated to the generation, transmission, distribution and retailing activities. As a consequence, the traditional integrated planning is no longer in use and so the generation expansion-planning problem has to be reshaped. This paper describes a decision aid approach to help generation companies to decide whether to invest on new assets. The developed model aims at analyzing the available expansion options considering the possible behaviors of other companies. In this approach, it is maximized the expected revenue of a generation company provided that the safe operation of the power system is guaranteed. On the other hand, the expansion planning exercise is more risky and so it becomes important to internalize uncertainties related with the price volatility, with the reliability of generation units, with the demand evolution and with investment and operation costs. These uncertainties are modeled by pdf functions and the solution approach is based on Genetic Algorithms. Finally, the paper includes a Case Study to illustrate the application and interest of the developed approach.

**Keywords** – *uncertainty modeling, risk, generation expansion planning, electricity markets, decision making.*

## I. INTRODUCTION

Since the late 80's, the electricity industry is going through important adjustments worldwide, changing from centrally planned systems, in which government control was a key aspect, to the development of market mechanisms involving the participation of a large number of agents. In this scope, typical vertically integrated companies were unbundled and there are now different agents dedicated to the provision of generation, transmission, distribution and retailing services. Apart from other consequences, the traditional integrated and centralized planning developed in those vertical companies was abandoned and generation, for instance, corresponds now to a competitive and more risky activity. This means that it is important to develop applications that can help decision makers to analyse different expansion options, namely in view of the possible behaviour of the other competitors and also considering the uncertainties affecting several variables and parameters.

Under centralized planning, before the restructuring process took place, the most involving task was related to resource allocation. Given that planning was performed in a centralized and integrated way, the problem to be solved

corresponded to build new generation assets together with transmission networks in order to supply the demand growth. By that time, the risk was more reduced than now and part of it was inherently absorbed by the vertically integrated nature of the industry. Under the current paradigm, there are different generation agents competing in the market. They have to forecast the demand, to consider different reactions of their competitors and to select their most adequate action in order to maximize their expected revenues along the planning period.

The investment problem just outlined is very complex because it is difficult to provide medium and long term estimates for profits, returns and operational costs, namely because generation scheduling is now determined by competitive markets. On the other hand, this decision process is affected by exogenous and uncontrollable variables, including weather factors and competitors bidding strategies as well as network congestion and the risk of regulatory changed affecting the market rules.

It is also important to refer that generation expansion is one of the most capital intensive activities requiring large investments that will be pay off over several decades. Long construction lead times and operating lives imply the need for capacity planning to identify the most adequate technology, expansion size, siting, and timing for the construction of new plants. The selection of alternatives should be driven by economic criteria while guarantying that quality of service level remains high in view of the expected demand growth. The choice of the technologies depends upon available ones, their performance levels, expected operating lives, construction time and cost, fuel cost, and other external factors. How much and when to build depend on demand projections, existing capacity, and the decommissioning schedule.

The decision environment is contaminated by uncertainties affecting electricity market prices, fuel and construction costs and the demand itself. This means that any meaningful decision support system will have to incorporate a comprehensive treatment of uncertainty so that decisions are taken in a more informed way and in a less risky way.

In view of the above ideas, this paper presents a decision support tool to help generation companies to improve their investment strategies in competitive power systems. This decision support tool can be used by individual companies to help them to identify the most adequate investment strategy in new generation capacity simulating the possible behavior of other participants. This tool can also be used to perform sensitivity analysis in order to check if the developed strategy is robust enough in view of possible changes of several parameters. The developed approach is able to consider various types of units and capacities,

operating constraints, forced outages and timing for the addition of new units. The uncertain data is modeled by probability distributions functions and the solution approach uses Genetic Algorithms.

Apart from this introductory section, this paper is structured as follows. Section II addresses generation expansion planning approaches detailing the main assumptions associated to them and the models adopted to represent uncertain data. Section III details the developed model and Section IV describes the algorithm adopted to solve it. Finally, the paper includes results from a Case Study developed for a 15-year horizon. This Case Study is used to illustrate the interest of the proposed planning approach in realistic problems and discuss its effectiveness.

## II. GENERATION EXPANSION APPROACHES

Before the liberalisation process, investment decisions on new capacity, technology and location of new generation were developed inside vertically integrated utilities meaning that the entire value chain was controlled from generation to the final relationship with consumers. In several cases, these plans were developed in close relation or with the explicit approval of public entities and all investment costs were easily passed to consumers and internalized in tariffs. In this typically steady and low risky environment, the profits of vertical companies were guaranteed and there was little incentive to take into account several factors that could impact on profits.

The introduction of market mechanisms in the electricity sector altered the traditional Generation Expansion Planning, GEP, problem assumptions, models, and methods. In fact, the traditional utility practice typically involved the solution of centralized planning problems to identify cost-minimizing plans for the utility. Under competition, multiple agents individually prepare their investment plans in order to maximize their profits. The development of market mechanisms also contributed to anticipate other changes as shortening planning horizons due to the elimination of traditional guaranteed return on investment as well as the advent of strategic interaction and gaming among firms involved in the generation activity [1]. In this environment, agents are facing higher risks, they try to obtain quicker returns and the individual decisions of particular agents will mutually affect the profits and the decisions of other players.

The new market mechanisms originated major changes in the way decisions are taken namely at the investment level [2]. The opening of the sector to competition implies that companies have to internalise risk in investment decision-making since investors examine the available options according to the financial risks inherent to the different technologies.

In the new formulation of the GEP to be used in restructured electricity markets, the objective of each company is to maximize its total expected profit over a planning horizon, while contributing to guaranty the safe operation of the power system through the competition between generation agents. Therefore it is necessary to incorporate in the new formulation the volatility of market prices for electricity and fuels, load growth, the expected revenues based on the predicted market price, construction costs and operation and maintenance costs. Unfortunately, forecasting these profits is a difficult task since they are highly uncertain, volatile and dependent on a large number

of risky factors. This implies that this type of problems certainly has to address and inherently incorporate uncertainty modeling and that risk concepts will also play a crucial role. This means that uncertainty modelling plays a key role in this new environment so that the adequate treatment of this topic becomes crucial in order to build a realistic and helpful decision aid tool.

According to [3], these long-term uncertainties can influence the profitability of a project, either directly as an uncertain cost element or indirectly through the market price of electricity, or sometimes in both ways. As a result, it is crucial to adequately address and internalize the uncertainties that affect investment decisions in new generation plants. Among others, uncertainties affect macro-economic factors impacting on the demand, the future electricity demand itself, the fuel prices, the scheme adopted to finance the investments, the decisions taken by other competitors, factors under the control of policy-makers, such as regulatory and political agents and finally factors that are under the control of the company, as the capacity and the diversity of technologies to consider in the investment portfolio, as well as cost control actions taken during construction and operation. Given this characterization, it becomes clear that the greater the business and financial risks are, the higher the return level will be demanded. This ultimately means that larger capacity projects typically displaying larger risks will be put aside in favour of smaller less demanding ones..

Given this set of characteristics, investment decisions are typically based on expectations on future profits. However, it is very difficult to get an adequate degree of accuracy when forecasting these profits because they are very uncertain, volatile and dependent on a large number of exogenous aspects. Considering all these aspects, several authors recognize that the most important aspect affecting the profitability of investments in liberalized markets corresponds to the uncertainty related to electricity prices.

Regarding uncertainty, probabilistic measures such as probability distribution functions, pdf, are most useful. Their parameters can be derived from historical data and prediction of future development [4]. When dealing with generation expansion problems, several parameters as the energy price and fuel cost uncertainties can be modelled by normally distributed random variables around a base case value. Based on this modelling, one can perform several studies using a sampling Monte Carlo procedure on each pdf function so that for each sampled set of values one can run an optimization problem in order to maximize the revenue of each agent. The combination of the results obtained from each run leads to the probability distribution of the revenue to be obtained by that agent along the planning horizon so that data uncertainty is transferred into the results of the problem under analysis.

Considering in particular the generation expansion problem, sampling is used to generate sets of possible values from probability distribution functions, each set representing a possible combination of the input values. Each of these sets is then used as input data for the optimization expansion problem. This sampling process is repeated so that the sampled values reflect the specified input probability distributions. The formulation to be described in the next Section adopts this strategy as well as Genetic Algorithms to tackle the combinatorial nature of the optimization problem to be solved.

### III. GENERATION EXPANSION PLANNING MODEL

#### A. General Approach

The generation expansion-planning problem was addressed considering a two level structure. At a first level, generation agents, GENCO's, prepare expansion plans maximizing their own profit. These plans are evaluated at the second level, a coordination level, that aggregates them and assesses the global system adequacy, the technology mixes, and finally sends signals under the form of electricity prices along the horizon. Using these prices, the players update their plans and resubmit them. This approach has the advantage of internalizing the possible behaviour of other competitors modelling their possible impact on the decisions of the agent under analysis. This means this approach can be used by a generation company to simulate the behavior of the competitors, gaining insight on the robustness of its plan and analyzing possible interactions and impacts with decisions of other agents.

#### B. Formulation of the GENCO's Problem

Under the market competitive scheme, each GENCO maximizes its total expected profit over a planning horizon while contributing to guaranty the safe operation of the power system [5, 6]. Uncertainties affecting electricity and fuel prices, load growth, investment and operation costs are modeled by pdf functions. For each sampled set of values of the uncertain parameters, the optimization problem to be solved by each GENCO can be formulated by (1) to (6).

$$\max z = \sum_{t=1}^T \left[ \pi^t \cdot CC_t^i \cdot \alpha_t^{ij} - \sum_{j=1}^M \left( C_{inv_t}^j \cdot X_t^{ij} \right) - \sum_{j=1}^M \left( C_{op_t}^j \cdot X_t^{ij} \right) \cdot \alpha_t^{ij} \right] \quad (1)$$

$$\text{subj } X_t^{i,j} \leq \overline{CIT}_t^j \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \leq MIC_t^i \quad (3)$$

$$CC_t^i = CC_{t-1}^i + \sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \cdot C_{inv_t}^j \leq LCI_t^i \quad (5)$$

$$t = 1, \dots, T; \quad i = 1, \dots, N; \quad j = 1, \dots, M \quad (6)$$

In this formulation:

T	number of stages in the planning horizon;
t	stage in the planning horizon (year);
N	number of GENCOs;
i	investment index for GENCO <sub>i</sub> ;
M	number of candidate technologies;
j	type of candidate expansion technology;
$\pi^t$	price of electricity in stage $t$ ;
$\alpha_t^{i,j}$	capacity factor in stage $t$ for GENCO <sub>i</sub> and technology $j$ ;
$C_{inv_t}^j$	investment cost for technology $j$ at stage $t$ ;
$C_{op_t}^j$	variable operation and maintenance cost for technology $j$ at stage $t$ ;
$CC_t^i$	cumulative capacity installed in stage $t$ for GENCO <sub>i</sub> ;
$X_t^{i,j}$	capacity addition of technology $j$ in stage $t$ of GENCO <sub>i</sub> ;
$LCI_t^i$	maximum value specified for the capital investment of GENCO <sub>i</sub> at stage $t$ ;
$MIC_t^i$	maximum capacity installed in stage $t$ by GENCO <sub>i</sub> ;
$\overline{CIT}_t^j$	upper bound established for the capacity installed technology $j$ in stage $t$ by GENCO <sub>i</sub> .

The objective of this problem (1) corresponds to maximize the total expected profit over the whole planning

horizon and it is formulated using three terms. The first term represents the revenue obtained by selling electricity.

This term depends on the electricity price  $\pi^t$ , in each period  $t$ . For the first year of the planning horizon, electricity prices are represented by a normal pdf distribution considering that its mean value and standard deviation are obtained from historic market prices. For the years afterwards, and to start the iterative process, we admitted that the mean prices increase by a specified percentage that in some way reflects the forecasted demand evolution. In the subsequent iterations, the prices to be used to solve the problem (1) to (6) depend on the analysis to be conducted at the coordination level as detailed in Section III.C. Finally, the first term in (1) also depends on the load factor specified for each technology. This factor represents the percentage of hours that a station will in average be used along a year. Each technology will be characterized by a value of this parameter. The revenues along the horizon are transferred to the initial stage using a discount rate.

The second term in (1) represents the sum of the investment costs over the planning horizon. This term depends on the capacity to be installed in each period and on the selected technology. The values over the horizon are transferred to the initial stage using a specified discount rate. The developed application also admits introducing different values for the investment costs over the horizon. This is due to the fact that these costs are represented by pdf functions and problem (1) to (6) is run for a sample of costs that, in general, will be different from year to year.

Finally, the third term in (1) represents the operation and maintenance costs associated with each selected investment and technology. These costs depend on the fuel cost evolution and on the load factor of each technology in each stage. In a similar way to investment costs, operation and maintenance costs are also transferred to the initial year using a discount rate. The uncertainties affecting these costs are once again modeled by pdf functions. For the initial stage, the mean value and the standard deviation are specified taking into account the history of fuel prices and maintenance costs as well as the performance of the different technologies. In subsequent periods, the application allows one to increase these prices and the costs in order to model the problem in a more realistic way.

Regarding the constraints, inequalities (2) represent the limits set for the capacity to be added in each stage and for each technology. Constraints (3) enforce that the new additions accumulated in each stage by each GENCO should not exceed a maximum specified value namely to prevent market power. Finally, constraints (5) model the financial limitations felt by each agent.

#### C. The coordination analysis

Once all individual plans are obtained, it is conducted a coordination analysis to ensure that the set of investments of all GENCO's does not violate any constraint. If there is at least one violated constraint, the prices will be changed, or they will be set new limits for the capacity to be installed for each technology or for the total capacity that can be built by each GENCO. This defines an iterative process that ends when the plans prepared by the GENCO's and the prices do not change over subsequent iterations. This exercise relies on the calculation of several indicators. In the first place, the reserve margin in stage  $t$ ,  $RM_t$ , is computed by (7) considering the peak load estimate and the

total power installed in the system. The computed T values are compared with min and max values as indicated in (8).

$$RM_t = \left( \frac{\text{Installed capacity}_t}{\text{Peak load}_t} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (7)$$

$$RM_t^{\min} \leq RM_t \leq RM_t^{\max} \quad \text{for } t = 1, \dots, T \quad (8)$$

In the second place, it is checked if the sum of the installed capacity for each technology and for each agent does not exceed the maximum value admitted for stage t. These constraints are formulated by (9) and they can reflect regulatory decisions related with market power limitations.

$$\sum_{i=1}^N X_t^{ij} \leq J^j \quad \text{for } t = 1, \dots, T \text{ and } i = 1, \dots, N \quad (9)$$

In the third place, we compute the Loss of Load Expectation, LOLE, to evaluate the goodness of the plan from the point of view of the security of supply. This index can be interpreted as the number of days or hours over a certain period during which the generation system is likely not to meet the demand and it is closely related with the Loss of Load Probability index, LOLP. Details on the computation of LOLE can be found in [7]. The values of LOLE along the horizon are compared with  $LOLE^{\max}$  (10), where this limit represents the maximum number of hours along a year during which it is admitted that load is not served due to outages in the generation system. In several countries this limit is set in Quality of Service Codes, which means that the generation expansion plan is influenced in terms of continuity of service by this value.

$$LOLE_t \leq LOLE^{\max} \quad t = 1, \dots, T \quad (10)$$

If any of these constraints are violated, the prices along the horizon, or the technology limits in (9) are changed. Regarding the prices update, we recognize two distinct situations. In the periods in which there are violated constraints, the scarcity of resources determines a rise of the market price. Therefore, for this type of periods the prices will rise regarding the historic average of energy prices. Regarding the periods in which there are no violated constraints, we admit that competition plays its role and so we use the Cournot Model to determine the prices.

#### IV. SOLUTION ALGORITHM

##### A. General description

Considering the referred two level structure, the developed algorithm includes the following main steps:

**Step 1.** In this step they are specified all the relevant data and parameters of the problem including the candidate technologies, investment, operation and maintenance costs, forced outage rates, unit sizes and the pdf functions for uncertain data;

**Step 2.** In this step each agent solves its own problem (1-6) using the currently available information. This problem will in general have a combinatorial nature given the possibility of investing in a limited number of capacity values specified for each technology. Given this integer nature, we used Genetic Algorithms to solve this problem, as it will be described in Section IV.B;

**Step 3.** Once all individual plans are built, the new additions, capacities, technologies and commissioning years are conveyed to the coordination level to check (8), (9) and (10). If there is at least one violated constraint the prices are changed eventually together with the limits in (9). Regarding the price update, prices will be raised for

the periods in which there is at least one violated constraint replicating the behavior of markets given that when the level of resources is limited for the demand the price tends to rise. For the periods in which no constraints are violated, competition plays its role and the Cournot Model detailed in Section IV.C is used to set the prices to be used in the next iteration;

**Step 4.** Using the new values set at the coordination level, the individual investment plans are updated running again problem (1-6). This iterative procedure is repeated, going back to step 3 until it converges. Convergence is obtained when there are no violated constraints along the horizon meaning that the individual plans and the prices will not change.

##### B. Solution of the Discrete Investment Problem

As referred before, the problem (1-6) has a discrete combinatorial nature given that each agent has a limited number of candidate technologies and for each of them there will typically have a number of available normalized capacity values. On the other hand, several parameters, as the operation and maintenance costs and the market prices, are affected by uncertainty. This suggests the use of Monte Carlo sampling techniques to deal with these uncertainties.

Having defined all relevant data, namely the candidate technologies and the list of normalized capacity values that can be eventually selected, the Genetic Algorithm starts with an initial population randomly generated having in mind the feasible values specified for the decision variables, that is, for the capacity of each technology to build in each year. Afterwards, the Monte Carlo simulation process is used to sample particular values from the pdf functions of the uncertain parameters. Using these sampled values, each element of the population is evaluated using a fitness function that corresponds to the objective function (1) plus penalty terms that are activated if the constraints (2) to (5) are violated. For the same values of the decision variables, one runs this process for a large number of samples from the pdf functions so that one can estimate the mean value of the fitness function of each individual.

Once all elements in the population are evaluated, the Genetic Algorithm proceeds with the selection, cross-over and mutation [8] to generate a new population. The individuals in this new population will then be subjected to the described evaluation process and the simulation iterates till it converges. From the final population, it is selected the individual having the best expansion plan. This plan is interpreted as the one that maximizes the expected value of the profit (1) considering the uncertain parameters.

Accordingly, this algorithm has a double cycle scheme. One inner cycle used to evaluate each individual reflecting the uncertain parameters. The second cycle is an outer cycle corresponding to the Genetic Algorithm. In the first cycle, the number of samplings to do from the pdf functions is controlled computing the quality of the current estimate of the average profit. As in other sampling simulations, this can be done by computing the Uncertainty Coefficient  $\beta$  [9]. The convergence of the Genetic Algorithm outer cycle is monitored computing the difference between the best and the average value of the fitness function in the population. This value is then compared with a specified maximum threshold.



### C. Computation of Prices for the Next Iteration

According to the Cournot Model [10] each agent selects an output quantity and the market price is obtained by an auction process using a demand function. To formulate this problem, let us consider that  $\bar{P}_i^t$  is the capacity of the agent  $i$  in stage  $t$  and that  $D^t(\pi^t)$  is the demand function relating the demand level  $D$  in stage  $t$  with the price  $\pi^t$ . Expression (11) represents a linear version of this function where  $a$  and  $b$  are positive coefficients. In this case, coefficient  $a$  is the maximum amount of electricity that consumers admit to buy. Let us also admit that  $C_i^t(P_i^t)$  is the cost function of  $GENCO_i$  assumed linear as indicated in (12). The generation of agent  $i$  is its decision variable and so its profit,  $\Omega_i^t(P_i^t)$ , is given by (13).

$$D^t(\pi^t) = a^t - b^t \cdot \pi^t \quad (11)$$

$$C_i^t(P) = c_i \cdot P_i^t \quad (12)$$

$$\Omega_i^t(P_i^t) = \pi^t \cdot P_i^t - C_i^t(P_i^t) \quad (13)$$

Since all generation agents are competing, we can formulate  $N$  optimality conditions (14), one per generation agent. These equations assume that the demand is a function of the price so that one can formulate an extra equation given by (15). This leads to a set of  $N+1$  equations from where we compute the  $N$  generations and the price  $\pi^t$  in the period under analysis. Using this price, one can finally get the corresponding demand using (13). This operation point is called a Cournot Equilibrium, and the price  $\pi^t$  is then used as input data for the next iteration.

$$\frac{\partial \Omega_i^t}{\partial P_i^t} = \pi^t + P_i^t \cdot \frac{\partial \pi^t}{\partial D^t} \cdot \frac{\partial D^t}{\partial P_i^t} - \frac{\partial C_i^t}{\partial P_i^t} = 0 \text{ for all } i=1, \dots, N \quad (14)$$

$$D^t(\pi^t) = a^t - b^t \cdot \pi^t = \sum_{i=1}^N P_i^t \quad (15)$$

## V. CASE STUDY

In this section we present the results obtained for a case study in which we considered 3 existing technologies (indicated in Table I) and 3 generation agents (characterized in Table II). The initial total installed capacity is 4350 MW and the total system demand at the initial period is 3500 MW. Using these values and the FOR in Table I it is possible to obtain the reserve margin and the LOLE at the initial period. The expansion planning exercise was conducted for a 15 year horizon, considering three candidate technologies characterized in Table III.

Table I. Characteristics of the existing technologies.

no. units	Technologies	Generating size (MW)	Operation cost (€/MWh)	FOR
3	coal_1	300	30	0,02
2	coal_2	400	25	0,02
5	gas turbine	250	45	0,01
2	Oil	200	50	0,03
4	CCGT	250	35	0,01

Table II. Generation mix of each GENCO.

Technology	GENCO_1	GENCO_2	GENCO_3
Coal_1 (MW)	300	600	-
Coal_2 (MW)	400	-	400
gas turbine (MW)	500	500	250
oil (MW)	200	200	-
CCGT (MW)	250	250	500

Table III. Characteristics of the three candidate technologies.

Type of technology	Available capacities (MW)	Investment cost (€/MW)	Operation and maintenance cost (€/MWh)	FOR
Tech_1	100 or 150 or 200	500000	45	0,01
Tech_2	100 or 125 or 150	800000	30	0,02
Tech_3	100 or 150 or 200	1000000	25	0,02

The uncertainties are modelled by normal pdf distributions represented by its mean and standard deviation,  $sd$ . These values reflect the level of knowledge available at the beginning of the study, namely considering historical data for these parameters whenever available or specified by an expert. Having this in mind, Table IV indicates the mean and the  $sd$  value used for the following parameters: capacity factor, investment cost, variable operation and maintenance cost at the initial year and its percentage increase along the horizon. The mean and  $sd$  values are given for each technology except for the capacity factor in which we considered the same value for all of them. We have also considered normal pdf distributions for the electricity price at the initial period (mean of 52.0 €/MW.h and  $sd$  of 8.0 €/MW.h) and for the yearly increase of the electricity price along the horizon (mean of 2% and  $sd$  of 1%).

Table IV. Parameters used for the normal pdf distributions.

Parameters	Technology	mean	sd
Capacity factor (%)	all Tech's	70	10
Investment cost (€/MW)	Tech_1	500000	10000
	Tech_2	800000	10000
	Tech_3	1000000	10000
Variable operation and maintenance cost (€/MWh)	Tech_1	45	5
	Tech_2	30	5
	Tech_3	25	5
Evolution of the variable operation and maintenance cost (%)	Tech_1	3	1
	Tech_2	2	1
	Tech_3	2	1

In the simulation exercise we admitted that the demand displays an annual increase of 4%. This value was considered fixed along the horizon, but it can be modelled by a normal pdf distribution and subjected to a sampling process as referred in Section II. The discount rate was set at 5% and the global value of each technology to be installed should lie in specified ranges. The specification of these limits can be used to induce the diversification of the primary fuels reflecting energy policy, strategic or environmental aspects. In this case, we considered the following ranges: [35%; 50%], [30%; 45%] and [20%; 30%] for the three technologies. In each period, we admitted that the new capacity to install by each agent should not exceed 50% of the total new capacity. This simulates market power constraints imposed by regulatory agencies. Finally, in each period the reserve margin should lie in the interval [20%; 35%] and LOLE should be smaller than 8 hours per year, reflecting indications in the Quality of Service Codes to ensure the security of supply.

Using these values, we conducted a planning exercise admitting that GENCO\_1 is building its plan using this tool to get insight on how the parameters and the behavior of the competitors influence the decision process. In the first place, Figure 1 details the expansion plan obtained for GENCO\_1. Along the 15 year horizon this agent will

install 750 MW for Tech\_1, 450 MW for Tech\_2 and 400 MW for Tech\_3. Figure 2 details the evolution of the total installed capacity and of the demand along the horizon. The evolution of these two variables is similar since we included constraints related with the reserve margin and with LOLE. The evolution of LOLE is presented in Figure 3 indicating that its behavior is in line with the evolution of the reserve margin. Figure 4 shows the evolution of the electricity price. It tends to increase towards the final stages turning investments more attractive so that the limits of LOLE and of the reserve margin are not violated.

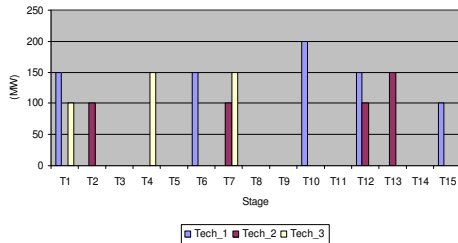


Figure 1. Generation expansion plan for Genco\_1.

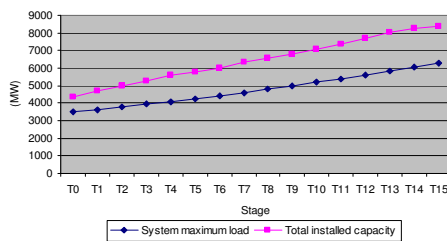


Figure 2. Evolution of the total installed capacity and maximum demand.

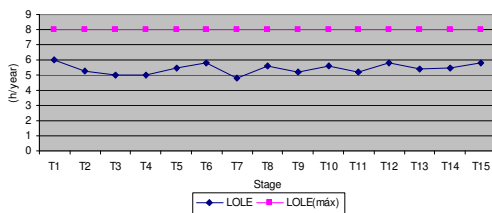


Figure 3. Evolution of LOLE along the planning horizon.

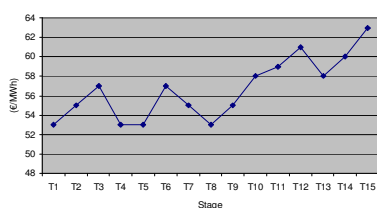


Figure 4. Evolution of the electricity price along the planning horizon.

Finally, GENCO\_1 conducted a sensitivity analysis to evaluate the robustness of its plan regarding, for instance, a change on the Operation and Maintenance Cost of Tech\_1. Admitting that the mean value of the Operation and Maintenance Cost of Tech\_1 increases from 45 to 60 €/MWh, it is built a new expansion plan shown in Figure 5. The total new capacity of Tech\_1 is reduced by 300 MW, the capacity of Tech\_2 is increased by 200 MW and Tech\_3 remains the same. These results reveal that the total capacity to install by GENCO\_1 is reduced by 100 MW because constraint (5) limits the capital that GENCO\_1 has to invest. Tech\_2 has a larger investment cost when compared with Tech\_1 which leads to a reduction of the total installed capacity by this agent. Accordingly, this new

plan is a compromise resulting from the larger investment cost of Tech\_2 and its more reduced operation cost.

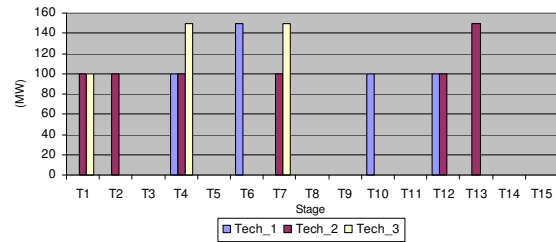


Figure 5. New generation expansion plan for Genco\_1.

## VI. CONCLUSIONS

In this paper we described a tool to help generation companies to build their own expansion plans while taking in consideration the possible behavior of the competitors. The developed tool incorporates uncertainties affecting several parameters modeled by pdf functions as well as a number of constraints related with financial limitations or to ensure the security of supply. This type of approaches can help generation companies to perform sensitivity analysis namely to build more robust plans in view of the increased risks affecting this activity in liberalized markets.

**Acknowledgements** – the first author would like to thank Fundação para a Ciência e Tecnologia, FCT, that partially funded this research work through the PhD grant n° SFRH/BD/29243/2006.

## VII. REFERENCES

- [1] S. Stoft, "Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity", IEEE Press/Wiley, New York, 2002.
- [2] F. Olsina, F. Garces, H.-J. Haubrich, "Modeling Long-Term Dynamics of Electricity Markets", Energy Policy, Vol. 34, no. 12, August 2006.
- [3] A. Botterud, M. Ilic and I. Wangensteen, "Optimal Investment in Power Generation Under Centralised and Decentralised Decision Making", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 1, pp. 254-263, February 2005.
- [4] G. J. Anders, "Probability Concepts in Electric Power Systems", New York: John Wiley & Sons, ISBN-0-471-50229-4, 1990.
- [5] J. Zhu, M. Chow, "A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, pp. 1722-1728, November 1997.
- [6] J.-B. Park, J.-H. Kim, K. Y. Lee, "Generation Expansion Planning in a Competitive Environment Using a Genetic Algorithm", Proceedings of the 2002 IEEE PES Summer Meeting, Vol. 3, July 2002.
- [7] R. Billinton, R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", 2nd Ed., New York, Plenum Press, ISBN-0-306-45259-6, 1996.
- [8] R. L. Haupt, S. E. Haupt, "Practical Genetic Algorithms", 2nd Edition, Wiley-InterScience, ISBN 978-0-471-45565-3, June 2004.
- [9] J.T. Saraiva, V. Miranda, L. Pinto, "Generation/transmission Power System Reliability Evaluation by Monte-Carlo Simulation Assuming a Fuzzy Load Description", IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, pp. 690-695, May 1996.
- [10] D. S. Kirchen, G. Strbac, "Fundamental of Power System Economics", John Wiley & Sons, ISBN 0-470-84572-4, 2004.

**Adelino J. C. Pereira** was born in Sanfins, Portugal in 1975. He received his diploma and M.Sc. degrees in Electrical Engineering and Computers from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, in 1998 and 2003. In 1998 he joined the Coimbra Polytechnic Institute (ISEC) where he is currently Equiparado to Adjunct Professor. He is a Ph.D. student at FEUP and his main research interest includes competitive markets, power systems operation and planning.

**João Tomé Saraiva** was born in Porto, Portugal in 1962. In 1987, 1993 and 2002 he got his MSc, PhD, and Agregado degrees in Electrical and Computer Engineering from Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, where he is currently Professor. In 1985 he joined INESC Porto – a private research institute – where he was head researcher or collaborated in projects related with the development of DMS systems, quality in power systems and network tariffs. Several of these projects were developed under consultancy contracts with the Portuguese Electricity Regulatory Agency.

## **ANEXO E**

### **A DECISION SUPPORT TOOL FOR GENERATION EXPANSION PLANNING IN COMPETITIVE MARKETS USING SYSTEM DYNAMICS MODELS**

Comunicação apresentada e publicada nas actas do PowerTech 2009, que decorreu em  
Bucareste, Roménia, de 28 de Junho a 2 de Julho de 2009



# A Decision Support Tool for Generation Expansion Planning in Competitive Markets using System Dynamics Models

A. J. C. Pereira, and J. T. Saraiva, *member IEEE*

**Abstract** — This paper addresses the generation expansion-planning problem describing a model that generation companies and regulators can use to get insight to this problem and to more completely study and characterize different investment decisions. The simulation model considers a number of possible generation technologies and aims at characterizing the corresponding investment plans from an economic point of view having in mind that market prices, the demand growth, investment and operation costs, as well as other factors, are affected by uncertainties. With the objective of helping generation companies and regulators to carry out this planning, we adopted an approach based on System Dynamics. This methodology allows simulating the long-term behavior of electricity markets, namely to help getting insight into the way new generation capacity enters in the market in a liberalized framework. Finally, the paper presents results from a case study illustrating the use of this approach.

**Index Terms** - generation expansion planning, competitive market, uncertainties, system dynamics.

## I. INTRODUCTION

The electric power industry all over the world has gone through a fundamental restructuring process in recent years from regulated or state-owned monopolies to competitive markets. The ongoing restructuring of the electric industry results in a higher degree of decentralized decision making in power systems [1]. This trend affects long-term expansion planning, as investment decisions are now taken by private investors with less centralized coordination. As a consequence, capacity expansions are driven by expectations regarding the behavior of future prices and the expected return on new investments.

Before the liberalization of the electricity industry, investments in power plants were the result of a long-term capacity expansion planning study, centrally optimized at the national or regional level. The aim of this exercise was to determine the most adequate generating capacity, the optimal mix of generation technologies and the required timing both for investments and for decommissioning of old stations to ensure that future demand in a certain region would be served at minimum cost with an adequate level of reliability. In such an environment, the future demand and future fuel prices were the only significant sources of uncertainty. Regarding the price of electricity, it was most of times determined by governments with the agreement of utilities and so it was not a source of uncertainty.

Adelino Jorge Correia Pereira is with the Instituto Superior de Engenharia da Polytechnic Institute of Coimbra, Portugal, Rua Pedro Nunes, 3030-199 Coimbra, Portugal, [ajcp@isec.pt](mailto:ajcp@isec.pt)

João Tomé Saraiva is with INESC Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal, [jsaraiva@fe.up.pt](mailto:jsaraiva@fe.up.pt)

However, deregulation altered the traditional Generation Expansion Planning (GEP) assumptions, models, and methods. While traditional utility practice involved solving centralized planning programs to identify cost-minimizing plans for the utility, under competition multiple firms individually prepare investment plans to maximize their profit. Other anticipated changes from competition include the shortening of planning horizons due to the elimination of traditional guaranteed return on investment and the advent of strategic interaction and gaming among firms involved in the generation planning process. That is, competition causes firms to face higher risks and thus they will most likely seek for quicker returns, and will certainly cause decisions of firms to mutually affect other firms' profits and decisions.

Having in mind these new challenges and characteristics, this paper describes the developed Generation Expansion Planning model to be used by individual generation agents and includes a Case Study to illustrate its application, namely considering the presence of various unit types and capacities, operating constraints, forced outages and timing for the addition of new units. The results are discussed to evaluate the interest of the proposed planning approach and its effectiveness.

## II. CHARACTERISTICS OF INVESTMENTS IN GENERATION CAPACITY

The main characteristics of investments in power plants substantially influencing the planning process are [2]:

- Capital intensive - most investments in power plants involve huge financial commitments;
- One-step investments - a high percentage of total capital expenditures must be committed before the power plant can be brought on line;
- Long payback periods - power plants are expected to be paid off after several years;
- Investment irreversibility - because of the low grade of flexibility, generation capacity investments are seen as sunk costs because it is very unlikely that a power plant can serve other purposes if market conditions turn these investments unprofitable. Under these circumstances, power plants could not be sold without assuming significant losses regarding its nominal value.

Because power plants need a long time to be built and they will be amortized over several years, investment decisions must be based upon expectations on future profits. Unfortunately, the forecasting of these profits is an extremely difficult task, since they are highly uncertain and

volatile. These long-term uncertainties can influence the profitability of a project, either directly as an uncertain cost element or indirectly through the market price of electricity, or sometimes in both ways [3]. The most important fundamental uncertainties for investments in new power generation facilities are listed below:

- future electricity demand is a major uncertainty that is very important also in electricity markets, as demand naturally is a major price driver in the system. Total demand over the year is changing with time and influences the price and the profitability of new investments;
- changes in fuel prices can influence directly the operating costs of new investments regarding thermal units. It also affects the operating costs of existing units and therefore the price level in the electricity market;
- investment costs are also affected by uncertainty. The uncertainty about future currency rates might also have an impact on the current investment cost, and in such situations it should be taken into account in the project preparation and evaluation;
- uncertainty in capital costs, due to future variations in the interest rates, can also contribute to the value of a real option to invest in a new generation plant;
- the market design and system regulations can change before a stable long-term solution is obtained. The profitability of an investment in a specific technology can be highly dependent on the prevailing market design. Direct economic incentives, in terms of taxes and subsidies, are also important factors that can be crucial for the viability of some new technologies;
- the system's capacity balance and electricity price is dependent on the change in system load and on the investor's own investment decisions. However, investments in new generation from other participants in the market also contribute to improve the capacity balance and lower the price.

### III. EXPANSION PLANNING PROBLEM

#### A. Generation Investment in the Electricity Market

The investment decision process in power generation has changed with the introduction of competition in the electricity generation sector. Now, investment on new generation capacity additions is a commercial and risky activity. This is because investors are more interested in short-term investment return and are reluctant to invest on generation capacity that requires large investment while implying long recovery periods. On the other hand, this process has increasing uncertainties on load behaviour, restructuring policy and market management rules which can influence the benefits. Investors are expected to spend a considerable amount of time and effort in analyzing the interaction between investment and the decentralized decisions by participants. In taking a generation investment decision, expectations concerning future electricity demand, spot market prices, variations of regulatory policies, as well as the financial status are major considerations.

In the developed formulation of the GEP in restructured electricity market, the objective is to maximize the total expected profit of each individual generation company over a planning horizon (1), while guaranteeing the safe

operation of the power systems through the competition between generation companies [4, 5]. The developed formulation incorporates the volatility of market prices for electricity and fuel and load growth. The expected revenues are based on the predicted market price, construction costs, fixed O&M costs, typical capacity factors for each technology and expected operation cost. Due to the volatile nature of the market, some sources of uncertainty in future operating conditions such as the forecasted market price of electricity, load growth rates, fuel costs and equipment availability are also considered in the planning exercise. The GEP problem formulated for a generation company  $i$  in a competitive environment can be formulated according to (1-6).

$$\max z = \sum_{t=1}^T \left[ \left( \pi^t \cdot CC_t^i \right) \alpha_t^{i,j} - \sum_{j=1}^M \left( C_{inv}^j \cdot X_t^{i,j} \right) - \sum_{j=1}^M \left( C_{op}^j \cdot X_t^{i,j} \right) \alpha_t^{i,j} \right] \quad (1)$$

$$\text{subj } X_t^{i,j} \leq \overline{CIT}_t^j \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \leq MIC_t^j \quad (3)$$

$$CC_t^i = CC_{t-1}^i + \sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{i,j} \cdot C_{inv}^j \leq LCI_t^i \quad (5)$$

$$t = 1, \dots, T; \quad i = 1, \dots, N; \quad j = 1, \dots, M \quad (6)$$

In this formulation:

$T$	number of stages in the planning horizon;
$t$	stage in the planning horizon (year);
$N$	number of GENCOs;
$i$	investment index for GENCO $_i$ ;
$M$	number of candidate technologies;
$j$	type of candidate expansion technology;
$\pi^t$	price of electricity in stage $t$ ;
$\alpha_t^{i,j}$	capacity factor in stage $t$ for GENCO $_i$ and technology $j$ ;
$C_{inv}^j$	investment cost for technology $j$ at stage $t$ ;
$C_{op}^j$	variable operation and maintenance cost for technology $j$ at stage $t$ ;
$CC_t^i$	cumulative capacity installed in stage $t$ for GENCO $_i$ ;
$X_t^{i,j}$	capacity addition of technology $j$ in stage $t$ of GENCO $_i$ ;
$LCI_t^i$	maximum value specified for the capital investment of GENCO $_i$ at stage $t$ ;
$MIC_t^i$	maximum capacity installed in stage $t$ by GENCO $_i$ ;
$\overline{CIT}_t^j$	upper bound established for the capacity installed technology $j$ in stage $t$ by GENCO $_i$ .

This problem has a discrete combinatorial nature given that each agent has a limited number of candidate technologies and for each of them there will typically be a number of available normalized capacity values that can be selected. This problem can then be solved using Genetic Algorithms as described in [6]. In this formulation, a generation company first decides its new capacity investments based on its own decision criteria and the initial decisions of individual generation companies are then aggregated in order to assess the adequacy of future capacities, technology produced mixes, and expected price. In particular, adequacy can be evaluated using a reliability

index as the Loss of Load Expectancy, LOLE, for which Grid Codes in several countries typically set a maximum number of hours during which the demand may not be attended. If at least one constraint does not hold, individual companies will update their plans and this process is repeated until every generation company does not change its decision. Fig. 1 shows the basic structure of the proposed new GEP problem. Further details on this approach can be obtained in [7].

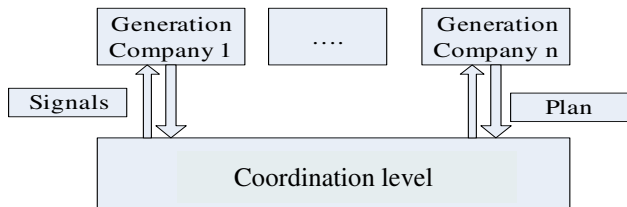


Fig. 1. Generation expansion planning framework.

### B. System Dynamics Models

Most economic equilibrium models assume rationality of decision-makers. This is often far from the reality because it would mean that decision-makers have complete knowledge of the problem and of meaningful information, they are able and have the time to anticipate the consequences of their decisions [8,9]. Given these characteristics, the System Dynamics approach can be summarized in the following iterative steps:

- System Dynamics analysis implies an in-depth understanding of the problem and of the relevant relationships between variables and parameters. A system dynamicist should always keep in mind that the problem determines which factors are important to include and which to exclude in order to define the relevant system boundaries of the problem. A reference mode (the hypothesized behavior of the problem) and the time horizon of interest must be identified;
- a dynamic hypothesis is then developed in terms of a causal loop diagram and stock and flow diagrams;
- the model is then implemented for simulation.
- afterwards, the model should be tested in order to define the variables to be modeled in an endogenous way and which of them can be considered as exogenous or can be omitted. This will lead to the definition of the boundaries of the problem so that it can adequately replicate the system under analysis. In this step it can also be conducted a sensitivity analysis to eventually help deciding if further effort should be dedicated to increase the precision of input data;
- when a reasonable confidence level in the model is achieved, one can then perform simulations and studies using it.

System Dynamics models typically include several kinds of relations and equations [9]:

- state equation, representing accumulations within the input and output variables;
- rate equations, that are used to control the input or output variable in a state variable equation;
- assistant equations, corresponding to additional

algebraic equations relating in a complex way state variables, rate variables and constants;

- table function, representing a set of time series data.

System Dynamics models typically display a number of characteristics such as direct description, natural and clear format, qualitative and quantitative form and robust ability to use data. As a result of these characteristics, they are used to investigate the structure, function relationship and dynamic behaviors of complex systems such as the ones mentioned in [10]. In this paper, System Dynamics is introduced in power markets, and the market dynamics is analysed based on the relationship among wholesale power market, power demand, power supply and the construction of new power stations.

### C. System Dynamics Models in Electricity Market

To help GENCOS and regulators to develop generation planning exercises, several models and new approaches were proposed in recent years. In this scope, System Dynamics (SD) is referred as been particularly suited to capture and model the long-term behaviour of electricity markets and in gaining insight regarding the impact of new generation capacity entering in the system [9].

The dynamics of an electricity market is described by a set of non-linear differential equations that consider existing system feedbacks, delays, stock-and-flow structures and non-linearities. The evolution of the market is determined by modelling the variables that have a direct influence on the changes that can affect supply and demand. A simplify causal loop diagram of an electricity market is illustrate in Fig. 2.

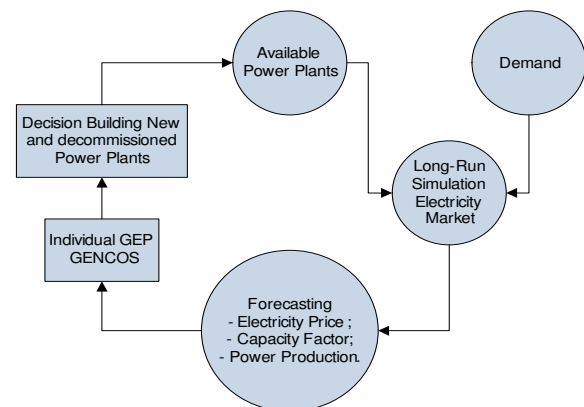


Fig. 2. Dynamic structure for an electricity market model.

The developed model corresponds to a system dynamic representation of an electricity market focusing the supply of different competing generation technologies. For illustration purposes, until now we considered three main types of technologies: wind power, hydro stations and thermal stations including both coal and gas. These technologies have very different economical, technological and environmental characteristics as well as investment and operational costs, operational characteristics, typical emission levels and potential for technological progress.

Modeling the dynamics of electricity markets can be organized in three main blocks. Taking into account the demand and existent power plants, the model forecasts

electricity prices, power outputs and the capacity factor for every plant. The second block represents the individual GEP exercise to be run by each generation agent, using the information provided by the previous block. For each generation agent, the corresponding optimization problem is solved using a Genetic Algorithm. Finally, the available capacity is determined by the additions of new capacity and the decommissioning of old power plants given a specified delay. When running this simulation, it is important to consider a long planning horizon in order to give long-term impacts time to produce their influence. On the other hand, the time resolution should be sufficiently small in order to enable capturing the short-term mechanisms included in the model. In the simulations described in Section IV we adopted a 15-year time horizon, in order to allow the resource availability and technological progresses to have impact and 1 hour for the time resolution so that electricity prices can adjust the demand/supply balance over the year.

#### D. System Dynamics Model to Simulation the Demand Evolution of Electricity

Considering the increase rate of the demand as stochastic variable and aiming at simulating its long-term dynamic evolution, we used a Mean Reverting Process approach. The simplest Mean Reverting Process is also known as Orneisten-Uhlenbeck process [11]. The use of this approach is well suited to treat the uncertainty that can affect the long-term evolution of the demand rate. This process is modeled by expression (7).

$$d_x = \eta(\bar{x} - x)dt + \delta dz \quad (7)$$

In this expression:

- $\eta$  represents the speed of reversion;
- $\delta$  represents the volatility of the process;
- $d_z$  represents the increment of a Wiener process;
- $\bar{x}$  represents the mean value to which  $x$  tends to revert.

If we allow  $\Delta t$  to become infinitesimally small, we can represent the increment of a Wiener process,  $d_z$ , in continuous time using expression (8).

$$\Delta z = \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (8)$$

In this expression  $\varepsilon$  represents a random variable modeled by a normal probability function having zero mean and standard deviation 1. The expected value  $x$  for a given future instant  $t$  is then given by (9). In this expression  $x_0$  represents the current value of  $x$  and the variance is given by (10).

$$E[x_t] = \bar{x} + (x_0 - \bar{x})e^{-\eta t} \quad (9)$$

$$v[x_t - \bar{x}] = \frac{\delta^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta t}) \quad (10)$$

The dynamic model developed to represent the evolution of the demand rate is detailed in Fig. 3 by the subprocess entitled Mean Reverting Process. The developed model also includes an initial rate specified for the evolution of the demand and a long term value. These values represent the forecasts of the demand rate for the initial period and for the long term. As a result, the mathematical formulation

of the dynamic model is given by (11 – 15).

$$F_R = (t_{LP} - t_{annualdemand}) \cdot \varepsilon_t \cdot \Delta t \quad (11)$$

$$d_z d_z = \varepsilon_t * \delta * \sqrt{\Delta t} \quad (12)$$

$$d_x = F_R + d_z \quad (13)$$

$$t = t_0 + \int_0^T dx \cdot dt \quad (14)$$

$$\varepsilon_t = RandomNormal(0,1,seed) \quad (15)$$

In this formulation:

- $t_{LP}$  is the long-run growth rate (%/year);
- $t_0$  is initial growth rate (%/year);
- $\varepsilon_t$  represents a normally distributed random variable with zero mean and a standard deviation of 1;
- $\eta$  represents the speed of reversion;
- $\delta$  represents the volatility of the process;
- $F_R$  is the reversion strength of the process;
- $t$  is the annual growth rate (%/year);
- $T$  is the planning horizon to simulate (years).

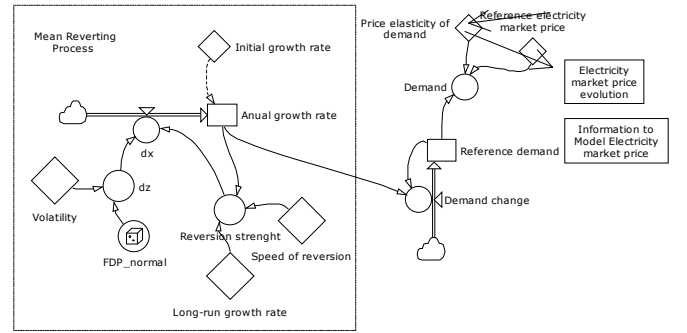


Fig. 3. Dynamic model to simulate the demand evolution.

The model in Fig. 3 emulates the evolution of the system annual electricity demand. As mentioned above, one of the input parameters is the annual demand rate modeled by a stochastic variable to incorporate the uncertainty affecting its evolution. Another parameter is the demand taken as reference. This parameter is set at the demand in the period previous to the beginning of the simulation horizon and it is set using historical information.

Another parameter that is relevant to model the dynamic demand evolution is the electricity price in the initial period and its evolution along the simulation horizon. The reference electricity price is set considering the current market data so that it emulates current market conditions. Regarding the price evolution, this is provided by the dynamic model developed to simulate its evolution as it will be described in Section III.E.

The mathematical formulation of the demand dynamic evolution is given by expressions (16) and (17).

$$D = Dref + \left( \frac{\pi^t}{\pi^{t0}} \right)^{EDP} \quad (16)$$

$$Dref = Dref_0 + \int_0^T t \cdot Dref_0 \cdot dt \quad (17)$$



In this formulation:

- $\pi^t$  is price of electricity in stage  $t$  (€/MWh);
- $\pi^{t0}$  is price of electricity the in initial stage  $t=0$  (€/MWh);
- $D$  is the demand of electricity (MWh/year);
- $D_{ref0}$  is the reference electricity demand in the initial stage  $t=0$  (MWh/year);
- $D_{ref}$  is the demand of reference (MWh/year) along the simulation;
- $t$  is the annual growth rate (%/year);
- $T$  is the planning horizon to simulate (years).
- $E_{DP}$  represents the price elasticity of demand

The electricity demand is modeled by the Cobb-Douglas function (16). According to this expression, the demand evolution depends on the evolution of the relation between the reference price, the electricity price provided by the simulation itself and also on the demand elasticity regarding the price [9]. In any case, it should be mentioned that electricity typically displays a low elasticity to price. This means that even having large prices, the demand hardly gets reduced by a large amount. This aspect together with the continuous balance between the demand and the supply increase the probability of electricity prices are affected by large distortions and volatility.

#### E. System Dynamics Model to Simulate the Evolution of Electricity Price

Fig. 4 represents the model that was implemented to obtain the electricity price,  $\pi^t$ , along the simulation period. The evolution of  $\pi^t$  is influenced by the demand level, by changes in the generation system including available technologies and installed capacity and by the price considered for the initial simulation period  $\pi^{t0}$ . As mentioned before, the initial price is set according to the historical series of electricity prices in a specified interval.

Once the electricity price is set for the initial period, its evolution along the horizon is determined by expression (18). Price variations,  $\Delta\pi^t$ , are computed using expression (19). These variations are influenced by the relation demand and installed capacity variations. This formulation also considers a time interval to allow the price to be adjusted in the market so that one can take into account the past behavior of electricity prices.

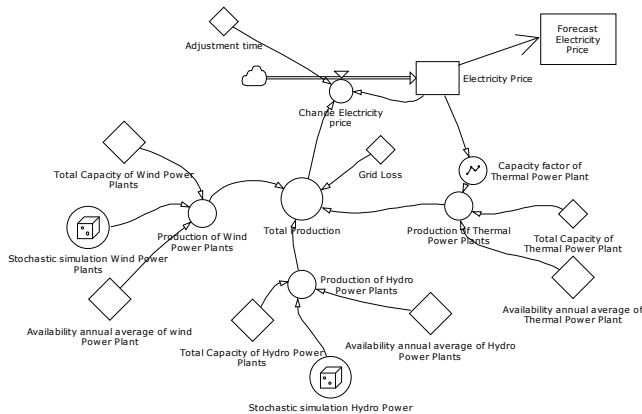


Fig. 4. Dynamic model to simulate the evolution of the electricity price, capacity factor and electricity production.

$$\pi^t = \pi^{t0} + \int_0^t \Delta\pi^t .dt \quad (18)$$

$$\Delta\pi^t = \pi^{t0} + \frac{D - P_G}{D} \quad (19)$$

#### F. Simulation of Electricity Generation

In order to simulate the electricity generation, the model considers thermal, hydro and wind power stations. Regarding wind parks, we considered the total installed capacity and the average annual number of hours that these stations generate. In this scope, we used typical values of 20 to 25% of the generated energy regarding what could be generated if the wind parks were at full capacity all along the year. As wind generation fluctuates in an intermittent way, we used a stochastic process to distribute the generation of wind parks along each year. This certainly increases the realism of the model and of the influence of this generation in electricity prices.

Regarding hydro stations and using again historical data, generation can typically range from 20% of the total energy that could be produced in a dry year and 40% for wet years. In order to model this type of uncertainty we considered three scenarios: 20% of generated energy for dry years, 30% for average years and 40% for wet years. Once again, we used a stochastic process to represent the uncertainty associated to these scenarios.

Finally, thermal stations were modeled considering different possible technologies and for each of them we used a typical value for its availability. The corresponding generation will depend on the electricity price coming from the simulation because this will influence the capacity factor of each of the technologies that were considered.

#### G. Application of the Simulation Model

The model detailed in Fig. 4 aims at simulating the evolution of the electricity price along time. This will then be used as input information for the optimization problem to be solved by each generation company in order to build its own expansion plan as detailed in Section III.A. This simulation model also provides the capacity factor considered in problem (1 - 6). In order to obtain this factor, thermal stations were organized in a merit order of their operation costs. When a new station is commissioned or an existing station is decommissioned, this merit order is updated considering the information regarding the new or the old power station.

The application of the model detailed in the previous sections can now be summarized in four main steps:

Step 1 – Considering the existing generation system and the demand rate, it is run the Dynamic System model in order to obtain an initial evolution of the electricity prices along the planning horizon as well as the capacitor factor for each technology and the reserve margin of the system.

Step 2 – Using the results of the Dynamic System model, each generation agent solves the optimization problem (1 - 6) to obtain its expansion plan. This means the technologies, installed capacities and commissioning years of new generation assets along the planning horizon.

Step 3 – Using the expansion plans obtained by each

generation agent, the limits established for several coordination constraints are violated. These constraints include the minimum value specified for the reserve margin, the maximum value for the LOLE and the maximum power that can be installed for each technology. If at least one of these constraints is violated, then the iterative process didn't converge and the algorithm proceeds to Step 4. If all coordination constraints are checked, then the iterative process finishes.

Step 4 – If the iterative process didn't converge yet, then the Dynamic System model is run again considering the installed capacities and commissioning years according to the expansion plans obtained by each generation agent. The algorithm returns to Step 2.

#### IV. CASE STUDY

In this section we present the results obtained with the developed approach in order to illustrate the application of the System Dynamics model and of the generation expansion optimization formulation.

Initially, we considered a power system having a total installed capacity of 5750 MW. The generation system includes a mix of several technologies, 3450 MW installed in thermal power plants, 1500 MW in hydro power plants and 800 MW in wind parks. The main characteristics of the thermal power plants are presented in table I. In the expansion process, the peak load at the initial stage was set at 4500 MW. The LOLE was set at 8 hours/year and the reserve margin of the installed capacity regarding the peak demand should lie in the range [20%; 35%].

We considered a planning horizon of 15 years, 3 investors and three available technologies among which new stations could be selected. The main characteristics of these three different technologies are detailed in Table II. For each new technology Table II indicates the available normalized capacities, the investment and operation costs, the construction time and the FOR. This means that, for instance if Tech\_1 is selected for a particular year, the only available capacities to install are 100, 150 or 200 MW.

TABLE I  
CHARACTERISTICS OF THE EXISTING TECHNOLOGIES.

no. Units	Technology	Generating Size (MW)	Operation Cost (€/MW.h)	FOR
2	Coal_1	300	30	0.02
3	Coal_2	400	25	0.02
3	Gas turbine	250	45	0.01
2	Oil	200	60	0.03
2	CCGT	250	35	0.01

TABLE II  
CHARACTERIZATION OF THE POSSIBLE TECHNOLOGIES TO INSTALL.

Type of technology	Available capacities (MW)	Investment cost (€/MW)	Operation Cost (€/MW.h)	Construction time (years)	FOR
Tech_1	100 or 150 or 200	500000	40	2	0.02
Tech_2	100 or 125 or 150	650000	30	2	0.02
Tech_3	100 or 150 or 200	1000000	12	3	0.01

In Table III we present the parameters considered for the dynamic simulation of the electricity market, according to the formulation detailed in Section III.

TABLE III  
DATA FOR SYSTEMS DYNAMIC SIMULATION

$t_0$ (%/year)	3	$Dref_0$ (GWh/year)	20 000
$t_{LP}$ (%/year)	3	$E_{DP}$	0.3
$\eta$	0.5	$T$ (years)	15
$\delta$ (%/year)	0.5	$\pi^{t0}$ (€/MWh)	55

Using these elements, we ran the simulation, which means that we followed the algorithm detailed in Section III.F until it converged. Fig. 5, 6 and 7 present the expansion plans obtained for each generation company, GENCO\_1, GENCO\_2 and GENCO\_3, for the three technologies previously mentioned. The results obtained comply with the constraints initially specified, namely that the reserve margin in each period should lie in the range [20%; 35%], and the LOLE should be smaller than 8 hours per year.

The new power stations to install are introduced in a chronological way in the dynamic model, taking into account the construction times mentioned in Table II for the three possible technologies. This will allow to consider the impact of each of the candidate technologies in the dynamic behavior of the model. Finally, Fig. 8 presents the evolution of the annual average electricity price as obtained from the dynamic model. There is an increase of the average price in the initial years, turning new investments more attractive. Afterwards, the electricity price tends to decrease as new power stations are built and commissioned.

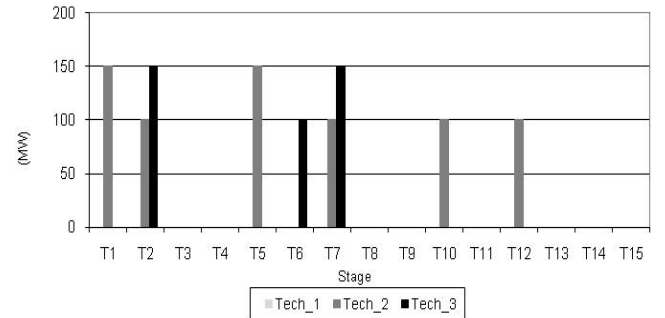


Fig. 5. Generation expansion plan obtained for Genco\_1.

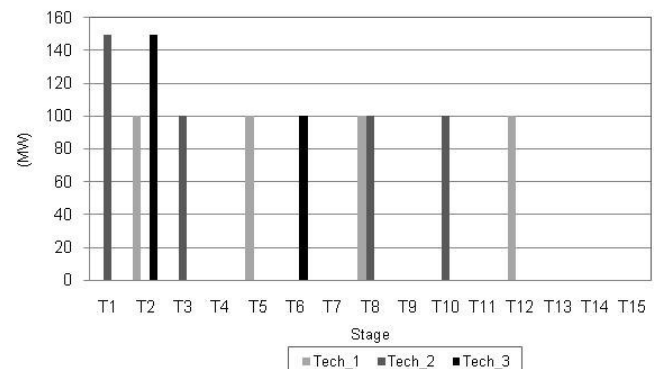


Fig. 6. Generation expansion plan obtained for Genco\_2.

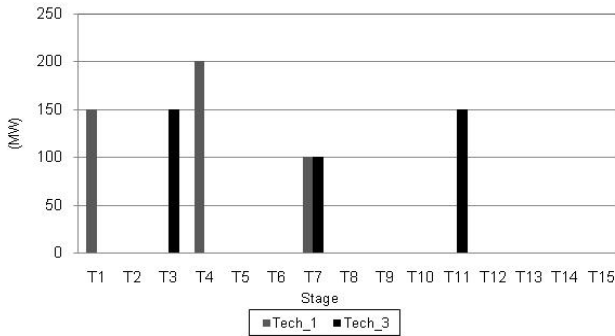


Fig. 7. Generation expansion plan obtained for Genco\_3.

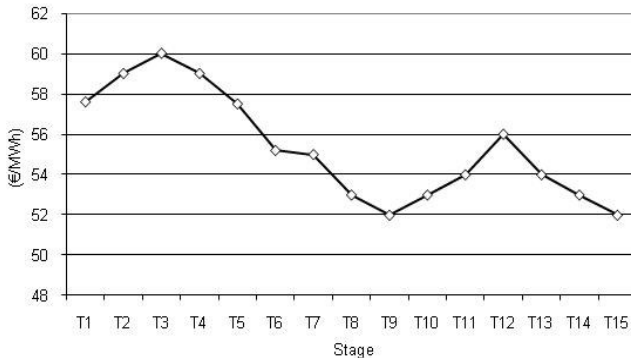


Fig. 6. Evolution of the electricity price along the planning horizon.

## V. CONCLUSIONS

In this paper we described a model based on System Dynamics to obtain the long-term evolution of electricity prices. This model was integrated in a generation expansion planning approach that can be used in a profitable way by generation companies to help them building their plans, testing different scenarios, different input parameters and possible reactions of other competing agents. This will allow generation companies to get more insight about the possible evolution of the system and ultimately leading to build more robust and less risky expansion plans. This means that this approach can play an important role as a decision making tool to be used in a profitable way by generation companies.

In a different level, this type of simulations can also provide insight about how the system and generation agents will behave in the long term, namely admitting that these agents behave in a rational way. Regulators and governmental agencies will then have a powerful tool that can be used to detect situations to be corrected by the adoption of several measures. These can include for instance incentives to new emergent technologies, changing Grid Codes in order to impose more strict limits on reliability indices or maximum limits to one particular technology. As a result long-term generation system planning even if in a competitive environment will become a less risky activity, which means that the long term adequacy of the generation system will be more easily ensured with clear advantages for consumers.

## VI. ACKNOWLEDGEMENTS

The first author would like to thank Fundação para a Ciência e Tecnologia, FCT, that partially funded this research work through the PhD grant n° SFRH/BD/29243/2006.

## VII. REFERENCES

- [1] S. Stoft, *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press/Wiley, New York, 2002.
- [2] F. Olsina, F. Garces, H.-J. Haubrich, "Modeling Long-Term Dynamics of Electricity Markets", *Energy Policy*, vol. 34, no. 12, pp. 1411-1433, August 2006.
- [3] A. Botterud, M. Ilic and I. Wangensteen, "Optimal Investment in power Generation Under Centralised and Decentralised Decision Making", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 20, no 1, pp.254-263, Feb. 2005.
- [4] B. G. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. Costa, and M. V. Pereira, "Power system expansion planning under uncertainty," in *Proc. 1992 IEEE/PES Winter Meeting*, New York, 1992.
- [5] J. Zhu and M. Chow, "A review of emerging techniques on generation expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 1722-1728, Nov. 1997.
- [6] J.-B. Park, J.-H. Kim and K. Y. Lee, "Generation expansion planning in a competitive environment using a genetic algorithm," in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, July 2002.
- [7] A. J. C. Pereira, J. T. Saraiva, "Generation Expansion Planning in Competitive Markets", in *Proc. 2007 PowerTech Conf.*, July 2007, Lausanne, Switzerland.
- [8] A. Ford, "System dynamics and the electric power industry", *System Dynamics Review*, vol. 13, no. 1, pp. 57-85, Spring 1992.
- [9] J. D. Sterman, *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, McGraw-Hill, 2000.
- [10] A. Botterud, M. Korpås, K. Vogstad and I. Wangensten, "A Dynamic Simulation model for Long-term Analysis of the Power Market," in *Proc. 2002 Power Systems Computation Conference*, PSCC, 25th -28th June 2002, Sevilla, Spain.
- [11] A. Dixit,, R. Pindyck, *Investment Under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton, 1994.

## VIII. BIOGRAPHIES



**Adelino J. C. Pereira** was born in Sanfins, Portugal in 1975. He received his diploma and M.Sc. degrees in Electrical Engineering and Computers from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, in 1998 and 2003. In 1998 he joined the Coimbra Polytechnic Institute (ISEC) where he is currently Equiparado to Adjunct Professor. He is a Ph.D. student at FEUP and his main research interest includes competitive markets, power systems operation and planning.



**João Tomé Saraiva** was born in Porto, Portugal in 1962. In 1987, 1993 and 2002 he got his MSc, PhD, and Agregado degrees in Electrical and Computer Engineering from Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, where he is currently Professor. In 1985 he joined INESC Porto – a private research institute – where he was head researcher or collaborated in projects related with the development of DMS systems, quality in power systems and network tariffs. Several of these projects were developed under consultancy contracts with the Portuguese Electricity Regulatory Agency.



## **ANEXO F**

### **A DECISION SUPPORT SYSTEM FOR GENERATION EXPANSION PLANNING IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS**

Comunicação aceite para publicação no jornal - Electric Power Systems Research – editora  
Elsiver.

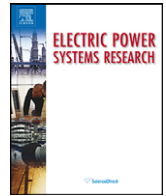




Contents lists available at ScienceDirect

## Electric Power Systems Research

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/epsr](http://www.elsevier.com/locate/epsr)



# A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets

Adelino J.C. Pereira<sup>a</sup>, João Tomé Saraiva<sup>b,\*</sup>

<sup>a</sup> Departamento de Engenharia Electrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Instituto Politécnico de Coimbra, Rua Pedro Nunes, 3030-199 Coimbra, Portugal

<sup>b</sup> INESC Porto and Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 4 April 2008

Received in revised form 4 December 2009

Accepted 9 December 2009

Available online xxx

#### Keywords:

Generation expansion planning

Investments

Uncertainties

Electricity markets

Long run strategies

### ABSTRACT

This paper describes an approach to address the generation expansion-planning problem in order to help generation companies to decide whether to invest on new assets. This approach was developed in the scope of the implementation of electricity markets that eliminated the traditional centralized planning and lead to the creation of several generation companies competing for the delivery of power. As a result, this activity is more risky than in the past and so it is important to develop decision support tools to help generation companies to adequately analyse the available investment options in view of the possible behavior of other competitors. The developed model aims at maximizing the expected revenues of a generation company while ensuring the safe operation of the power system and incorporating uncertainties related with price volatility, with the reliability of generation units, with the demand evolution and with investment and operation costs. These uncertainties are modeled by pdf functions and the solution approach is based on Genetic Algorithms. Finally, the paper includes a Case Study to illustrate the application and interest of the developed approach.

© 2009 Elsevier B.V. All rights reserved.

## 1. Introduction

Generation expansion planning (GEP) has historically addressed the problem of identifying the most adequate technology, expansion size, sitting, and timing for the construction of new plant capacity considering economic criteria while ensuring that the installed capacity adequately met the expected demand growth. However, the development of market mechanisms in the electricity sector altered the traditional GEP assumptions, models, and solution approaches. In fact, the traditional utility practice typically involved the solution of centralized planning problems to identify cost-minimizing plans for the utility. Under competition, multiple agents individually prepare their investment plans in order to maximize their profits. The development of market mechanisms also contributed to anticipate other changes as shortening planning horizons due to the elimination of traditional guaranteed return on investment as well as the advent of strategic interaction and gaming among companies involved in the generation activity [1]. This means that competition is determining that agents face higher risks, that they try to obtain faster returns and that the individual decisions of particular

agents will mutually affect the profits and decisions of other players.

Because power plants need a long time to be built and they will be amortized over several years, investment decisions are based on expectations on future profits. Unfortunately, forecasting these profits is a difficult task since they are highly uncertain, volatile and dependent on a large number of risky factors. This implies that this type of problems certainly has to address and inherently incorporate uncertainty modeling and that risk concepts also play a crucial role. These long-term uncertainties can influence the profitability of a project, either directly as an uncertain cost element or indirectly through the market price of electricity, or in both ways.

In the new formulation of the GEP to be used in restructured electricity markets, the objective of each company is to maximize its total expected profit over a planning horizon, while contributing to guaranty the safe operation of the power system through the competition between generation agents. The new formulation has to incorporate the volatility of market prices for electricity and fuels, load growth, the expected revenues based on the predicted market price, construction costs, and operation and maintenance costs. Due to their own nature, some sources of uncertainty determining future operation such as the forecasted market price of electricity, load growth rates, fuel costs and equipment availability have to be taken into consideration explicitly in the generation planning model.

\* Corresponding author. Tel.: +351 22 2094230; fax: +351 22 2094150.

E-mail addresses: [ajcp@isec.pt](mailto:ajcp@isec.pt) (A.J.C. Pereira), [jsaraiva@fe.up.pt](mailto:jsaraiva@fe.up.pt) (J.T. Saraiva).

According to these general ideas, this paper presents a decision support approach to help generation companies in preparing and gaining insight on their investment strategies in competitive power systems. This decision support model can be used by individual companies to help them to identify the most adequate investment strategy in new generation capacity simulating the possible behavior of other participants. This tool can also be used to perform sensitivity analysis in order to check if the developed strategy is robust enough in view of possible changes in several parameters. The developed approach is able to consider various types of units and capacities, operating constraints, forced outages and timing for the addition of new units. The uncertain data is modeled by Probability Distribution Functions and the solution approach uses Genetic Algorithms.

Apart from this introductory section, this paper is structured as follows. Section 2 addresses generation expansion planning approaches detailing the main assumptions associated to them and the models adopted to represent uncertain data. Section 3 details the developed model and Section 4 describes the algorithm adopted to solve it. Finally, the paper includes results from a Case Study developed for a 15-year horizon. This Case Study is used to illustrate the interest of the proposed planning approach and also to discuss its effectiveness.

## 2. Generation expansion planning approaches

The introduction of market mechanisms originated major changes in the way decisions are taken namely at the investment level [2]. The opening of the sector to competition implies that companies now have to internalise risk in investment decision-making since investors examine the available options according to the financial risks inherent to the different technologies.

Before the liberalisation of electricity markets, investment decisions on new capacity, technology and location of new generation were developed inside vertically integrated utilities meaning that the whole value chain was controlled from generation to the final relationship with consumers. In several cases, these investment plans were developed in close relation or with the explicit approval of public entities and all investment costs were easily passed to consumers and internalized in the tariffs. In this typically easily forecasted environment, the profits of vertical companies were guaranteed and there was little incentive to take into account several factors that could impact on profits. Market mechanisms changed this status in a deep way given that the market now determines the prices and the unbundling of traditional companies implies that there is now a larger number of agents, each one trying to maximize its own profit. Profitability driven decisions impose that generation agents consider factors such as revenues, costs and risks that can influence their profits.

Another important consequence from the advent of electricity markets is that agents in the sector are no longer protected by a regulatory shield but, on the contrary, they are exposed to different risks and to a large number of uncertain factors, several of them having exogenous nature. This is even more serious given the time between the moment new investments are studied, a decision is taken, and finally a new plant is commissioned. According to [3], these long-term uncertainties can influence the profitability of a project, either directly as an uncertain cost element or indirectly through the market price of electricity, or sometimes in both ways. In this framework, it is crucial to adequately address and internalize the uncertainties that affect investment decisions in new generation plants. In the next paragraphs we refer some of these uncertainties:

- macro-economic factors impacting on the demand of electricity, on labour or capital costs. Subsequently, all these aspects will affect the profitability of the project;
- future electricity demand is affected by uncertainty namely when building long-term models. This aspect becomes even more important in restructured power systems because the demand will influence the price and, to a certain extent, it can also display some elasticity regarding price evolution. This means that the total demand over the horizon changes along time and it influences the price and the profitability of new investments;
- changes in the price of fuels used in thermal stations have a direct impact on operation costs. This can influence the demand and so the profitability of the investments;
- risk related with the scheme adopted to finance the investment. This risk will be mitigated if the capital structure of the company under analysis is stronger;
- in a more decentralized and market driven power system, the electricity balance and price are dependent on the system load and on the decisions adopted by each investor. It is clear that investments from other players in new capacity will also have an impact on that balance and can determine price variations;
- some factors are under the control of policy-makers, such as regulatory and political agents. This represents a new level of risk since more volatile regulatory and political scenarios have direct impacts on costs, financing conditions and profits;
- factors under the control of the company, as the capacity and the diversity of technologies to consider in the investment portfolio, as well as cost control actions adopted during construction and operation.

The level of risk admitted by an investor is reflected in the level of return expected on that investment. The greater the business and financial risks, the higher the return that will be demanded. The combination of a long development and construction time, uncertain demand growth and price evolution determine the enlargement of the risk inherent to larger capacity projects and may favour smaller and less demanding ones.

Given these characteristics, investment decisions are typically based on expectations on future profits. However, it is very difficult to get an adequate degree of accuracy when forecasting these profits because they are very uncertain, volatile and dependent on a large number of exogenous aspects. Considering all these aspects, several authors recognize that the most important issue affecting the profitability of investments in liberalized markets corresponds to the uncertainty related with electricity prices. This uncertainty is no longer related to a short-term horizon but in fact to longer periods and it represents a risk for investors. In this sense, faster decision making, technologies leading to more reduced building periods and more robust expansion plans are the key aspects that will transform any investment plan into a successful one.

Regarding uncertainty, probabilistic measures such as probability distribution functions (pdf) can certainly be most useful. The parameters associated with probability distributions can be derived from historical data and prediction of future development [4]. In particular, when dealing with generation expansion problems several parameters as the energy price and fuel cost uncertainties can be modeled by normally distributed random variables around a base case value. The standard deviation can be obtained based on historical data, or alternatively it can reflect an expert judgment. In any case, these models map the knowledge that the planner has regarding that particular parameter in the initial stage. As an example, Fig. 1 displays the normal pdf function of the electricity day-ahead price in the Common Iberian Electricity Market, MIBEL, in operation between Portugal and Spain based on historical data. In this case, the average of this hourly day-ahead pool market price is 52.1 €/MW h and the standard deviation is 8.2 €/MW h.



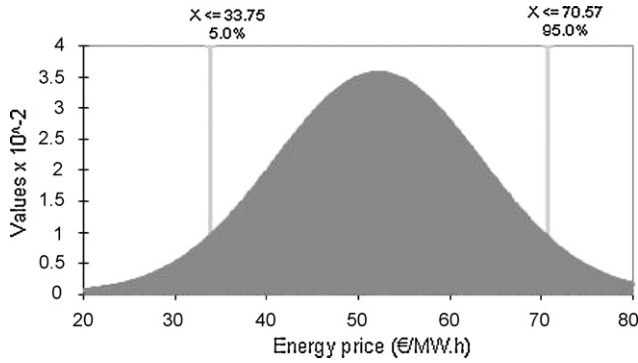


Fig. 1. Normal pdf function for the electricity price in the MIBEL.

The adoption of this kind of modeling implies recognizing the data affected by uncertainties and then modeling it in terms of pdf functions. Based on these results, one can perform several studies using a sampling Monte Carlo-based procedure on each pdf function so that we can then run an optimization problem for each sampled set of values. The combination of the results obtained from each run leads to the probability distribution of the results and this process can be interpreted as a way to transfer data uncertainty into the results of the problem under analysis.

Considering in particular the generation expansion problem, sampling is used to generate sets of possible values from probability distribution functions, each set representing a possible combination of the input values. Each of these sets is then used as input data for the optimization expansion problem. This sampling process is repeated so that the sampled values reflect the specified input probability distributions. The formulation to be described in the next section adopts this strategy as well as Genetic Algorithms to tackle the combinatorial nature of the optimization problem to be solved.

### 3. Generation expansion planning model

#### 3.1. General approach

The generation expansion-planning problem was addressed considering the two-level structure in Fig. 2. Using this decomposition approach, generation agents, GENCO's, prepare expansion plans maximizing their own profit. These plans are then evaluated at a coordination level that aggregates them and assesses the global system adequacy, the technology mixes, and finally sends signals under the form of electricity prices along the horizon. Using these prices, the players update their plans and resubmit them. This iterative process is repeated until the plans prepared by all agents and the prices are not changed along two successive iterations. This approach enables that the decisions taken by an agent internalize the information involving each of them while also considering the impact of the behaviour of the other players. This means that this approach can be used by a generation company to simulate the behavior of generation agents, gaining insight on the robustness

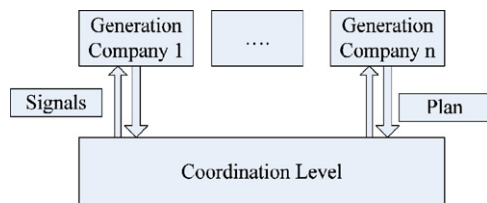


Fig. 2. Global structure of the generation expansion-planning problem.

of its plan and analyzing possible interactions and impacts with possible decisions of other agents.

In Section 3.2 we will now describe the optimization problem to be solved by each generation agent, Section 3.3 addresses the coordination analysis and Section 3.4 gives further details on the developed approach.

#### 3.2. Formulation of the GENCO's problem

Under the market competitive scheme, each GENCO aims at maximizing its total expected profit over a planning horizon while guaranteeing the safe operation of the power system through the competition between generation companies [5,6]. As referred before, uncertainties affecting electricity and fuel prices, load growth, investment and operation costs are modeled by pdf functions. For each sampled set of values of the parameters affected by uncertainty, the optimization problem to be solved by each GENCO  $i$  can be formulated by (1) to (6):

$$\max z = \sum_{t=1}^T \left[ (\pi^t \cdot CC_t^i) \cdot \alpha_t^{ij} - \sum_{j=1}^M (Cinv_t^j \cdot X_t^{ij}) - \sum_{j=1}^M (Copr_t^j \cdot X_t^{ij}) \cdot \alpha_t^{ij} \right] \quad (1)$$

$$s.t. \quad X_t^{ij} \leq \overline{CIT}_t^i \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{ij} \leq MIC_t^i \quad (3)$$

$$CC_t^i = CC_{t-1}^i + \sum_{j=1}^M X_t^{ij} \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^M X_t^{ij} \cdot Cinv_t^j \leq LCI_t^i \quad (5)$$

$$t = 1, \dots, T; \quad j = 1, \dots, M \quad (6)$$

In this formulation:

$T$	number of stages in the planning horizon;
$t$	stage in the planning horizon (year);
$M$	number of candidate technologies;
$j$	type of candidate expansion technology;
$\pi^t$	electricity price in stage $t$ ;
$\alpha_t^{ij}$	capacity factor in stage $t$ for GENCO $i$ and technology $j$ ;
$Cinv_t^j$	investment cost for technology $j$ at stage $t$ ;
$Copr_t^j$	variable operation and maintenance cost for technology $j$ at stage $t$ ;
$CC_t^i$	cumulative capacity installed in stage $t$ for GENCO $i$ ;
$X_t^{ij}$	capacity addition of technology $j$ in stage $t$ by GENCO $i$ ;
$LCI_t^i$	maximum value specified for the capital investment of GENCO $i$ at stage $t$ ;
$MIC_t^i$	maximum capacity installed in stage $t$ by GENCO $i$ ;
$\overline{CIT}_t^i$	upper bound established for the capacity installed technology $j$ in stage $t$ by GENCO $i$ .

The objective of this problem (1) corresponds to maximize the total expected profit over the whole planning horizon and it is formulated using three terms. The first term represents the revenue obtained by selling electricity. This term depends on the electricity price in each period  $t$ ,  $\pi^t$ . For the first year of the planning horizon, electricity prices are represented by a normal pdf distribution considering that its mean value and standard deviation are obtained from historic market prices. For the years afterwards, and to start the iterative process, we admitted that the mean prices increase by a specified percentage that, in some way, reflects the forecasted demand evolution. In the subsequent iterations, the prices to be used to solve the problem (1) to (6) depend on the analysis to be conducted at the coordination level as detailed in Section 3.3.

Finally, the first term in (1) also depends on the load factor specified for each technology. This factor represents the percentage of hours that a station will in average be used along a year. Each technology will be characterized by a value of this parameter and the revenues along the horizon are transferred to the initial stage using a discount rate.

The second term in (1) represents the sum of the investment costs over the planning horizon. This term depends on the capacity to be installed in each period and on the selected technology. The values over the horizon are transferred to the initial stage using a specified discount rate. The developed application also admits introducing different values for the investment costs over the horizon. This is due to the fact that these costs are represented by pdf functions and problem (1) to (6) is run for a sample of costs that, in general, will be different from year to year.

Finally, the third term in (1) represents the operation and maintenance costs associated with each selected investment and technology. These costs depend on the fuel cost evolution and on the load factor of each technology in each stage. In a similar way to investment costs, operation and maintenance costs are also transferred to the initial year using a discount rate. The uncertainties affecting these costs are once again modeled by pdf functions. For the initial stage, their mean value and the standard deviation are specified taking into account the history of fuel prices and maintenance costs, as well as the performance of the different technologies. In subsequent periods, the application allows one to increase these prices and costs in order to model the problem in a more realistic way.

Regarding the constraints, inequalities (2) represent the limits set for the capacity to be added in each stage and for each technology. Constraints (3) enforce that the new additions accumulated in each stage by each GENCO should not exceed a maximum specified value namely to prevent market power. Finally, constraints (5) model the financial limitations felt by each agent.

### 3.3. The coordination analysis

Once all individual plans are obtained, it is conducted a coordination analysis to ensure that the global plan does not violate any constraints established for the whole system and for each stage in the horizon. If there is at least one violated constraint, the prices will be changed, or they will be set new limits for the capacity to be installed for each technology or for the total capacity that can be built by each GENCO. This defines an iterative process that will end when the plans prepared by the GENCO's and the prices do not change between two successive iterations.

The validation process of the global plan relies on the calculation of the reserve margin of the generation system regarding the demand, the capacity per technology, the installed capacity per GENCO and the value of the Loss of Load Expectation, LOLE. These values will then be compared with specified limits as detailed in the next paragraphs.

In the first place, the reserve margin in stage  $t$ ,  $RM_t$ , in the planning horizon is computed by (7) considering the peak load estimate and the total power installed in the system. The  $T$  computed reserve margins are compared with minimum and maximum values as indicated in (8):

$$RM_t = \left( \frac{\text{Installed capacity}_t}{\text{Peak load}_t} - 1 \right) 100\% \quad (7)$$

$$RM_t^{\min} \leq RM_t \leq RM_t^{\max} \quad \text{for } t = 1, \dots, T \quad (8)$$

In the second place, it is checked if the sum of the installed capacity for each technology  $j$  does not exceed the maximum value admitted for stage  $t$ . These constraints are formulated by (9) and they can reflect strategic decisions regarding limitations on the con-

tribution of each technology to the global mix. In this constraint,  $N$  represents the number of GENCO's,  $X_t^{ij}$  is the capacity of technology  $j$  installed by GENCO  $i$  in stage  $t$  and  $J^j$  is the maximum capacity value established for technology  $j$ :

$$\sum_{i=1}^N X_t^{ij} \leq J^j \quad \text{for } t = 1, \dots, T \quad \text{and } j = 1, \dots, M \quad (9)$$

In the third place, we also introduced constraint (10) in order to evaluate if the cumulative capacity installed by GENCO  $i$  till stage  $t$ ,  $CC_t^i$ , does not exceed a specified percentage,  $Perc^{\max}$ , of the total installed capacity by all GENCO's. This percentage,  $Perc^{\max}$ , can reflect a regulatory decision intending to prevent market power and it is evaluated at the end of each iteration of this process for all stages of the planning horizon and for all GENCO's:

$$CC_t^i \leq \frac{Perc^{\max}}{100} \cdot \sum_{p=1}^N CC_t^p \quad \text{for } t = 1, \dots, T \quad \text{and } i = 1, \dots, N \quad (10)$$

In the fourth place, it is computed a reliability index for each stage in the horizon in order to evaluate the risk of not being able to supply the demand inherent to the global plan. In this application, we used the Loss of Load Expectation, LOLE, to monitor the security of supply. This index can be interpreted as the number of days or hours over a certain period during which the generation system is likely not to meet the demand and it is closely related with the Loss of Load Probability index, LOLP [7]. LOLP is typically computed using the Capacity Outage Cumulative Probability Table, COCPT. This table has a number of entries each one representing the probability of having at least a certain capacity out of service and it is usually built using a recursive algorithm that considers the forced outage rate, FOR, of each unit and its capacity. Once the COCPT is built, the probability of not meeting the demand is the cumulative probability of having an outage larger than  $(C_T - L)$ , if  $C_T$  is the total capacity and  $L$  is the demand. For the load level  $L$ , this means that LOLP is given by (11):

$$LOLP = P(C_T - L) \quad (11)$$

If we now want to compute LOLE, it is necessary to know the demand along the period under analysis, typically 1 year, and the time during which the load is not inferior than  $L_k$ . If  $P_k(C_T - L_k)$  is the value of LOLP for this load condition, then LOLE is given by (12). In this expression,  $s$  represents the number of load steps used to model the load duration curve and  $t_k$  is the number of hours in each step:

$$LOLE = \sum_{k=1}^s P_k(C_T - L_k) t_k \quad (12)$$

The values of LOLE along the horizon will then be compared with  $LOLE^{\max}$ , as indicated by (13). In this expression,  $LOLE^{\max}$  represents the maximum number of hours along a year during which it is admitted that load is not served due to outages in the generation system. In several countries this limit is set in Quality of Service Codes, which means that the generation expansion plan is influenced in terms of continuity of service by this limit:

$$LOLE_t \leq LOLE^{\max} \quad t = 1, \dots, T \quad (13)$$

As a whole, constraints (8), (9), (10) and (13) are checked and, if necessary, the prices along the horizon, the technology limits in (9) or the installed capacity limit in (10) are change. According to these ideas,  $LOLE^{\max}$  in constraint (13) is not changeable because this value directly reflects the maximum admitted unavailability of the generation system.

Regarding the prices update, it is important to recognize that there are two distinct situations. In the periods in which there are violated constraints, the scarcity of resources would determine a rise of the market price. Therefore, for this type of periods, the prices will rise regarding the historic average of energy prices. Regarding the periods in which there are no violated constraints, we admitted that competition exists and so we use the Cournot Model to determine the prices, as it will be detailed in Section 4.3.

3.4. Relevant characteristics of the developed approach

Before detailing the solution algorithm developed for this problem, it is important to mention some relevant characteristics of the developed approach:

- although market mechanisms are typically related with a short term horizon, investment problems both in generation and transmission activities display a longer term nature. It is clear that these two horizons, short term for operation and long term for investment planning, are not always easy to turn compatible namely given that licensing and building periods for new power stations or transmission lines are typically long, for instance due to environmental impact evaluations. In this context, it is not unusual to have periods of 7–10 years to commission new generation or transmission infrastructures. This means that performing investment generation expansion studies for 10–15 years horizons seems quite reasonable, even though these studies can be updated as time goes on using more recent information. In any case, the planning horizon is a parameter of the problem to be specified by the planner and does not affect the formulation itself;
- given this long term nature, it is crucial to internalize uncertainties affecting, as mentioned in Section 2 several parameters and data of the problem. This includes investment and operation costs and electricity prices. In this approach these uncertainties are represented by pdf functions;
- regarding the demand, for the first year in the horizon we considered a load duration curve organized in steps. For subsequent years, the demand in each of these steps is multiplied by an annual increasing rate. This means that when computing the reserve margin (7) in each year of the planning horizon we considered the peak annual demand, but when computing the reliability indices for each year in the planning horizon (12) we considered the complete load duration curve;
- the model was essentially developed to plan the addition of thermal power plants but it can also be used for hydro stations or for wind parks. In these cases, we should recall that new investments are typically most welcomed by governments, namely in the EU having in mind the commitments to incorporate increasing percentages of renewables. Hydro stations with storage capacity have an extra important role in this area given the flexibility they can bring to power system operation in case the penetration of wind power is very large. In any case, the developed model can accommodate hydro stations and wind parks as candidate technologies, in a similar way to other types of stations. In these cases, it would be important to have historical data of hydro inflows and wind speeds in the possible locations of new hydro stations and wind parks in order to obtain more accurate results. This means that hydro inflows and wind speeds would correspond to new uncertain data to be subjected to a similar sampling procedure as the one to be described in Section 4.2;
- the developed model can be extended to incorporate the cost of carbon dioxide emissions. This would imply including a new term in the objective function of the optimization problem ((1)–(6)) to be solved by each generation agent. This would require defining the emissions cost possibly leading to a new uncertain parameter

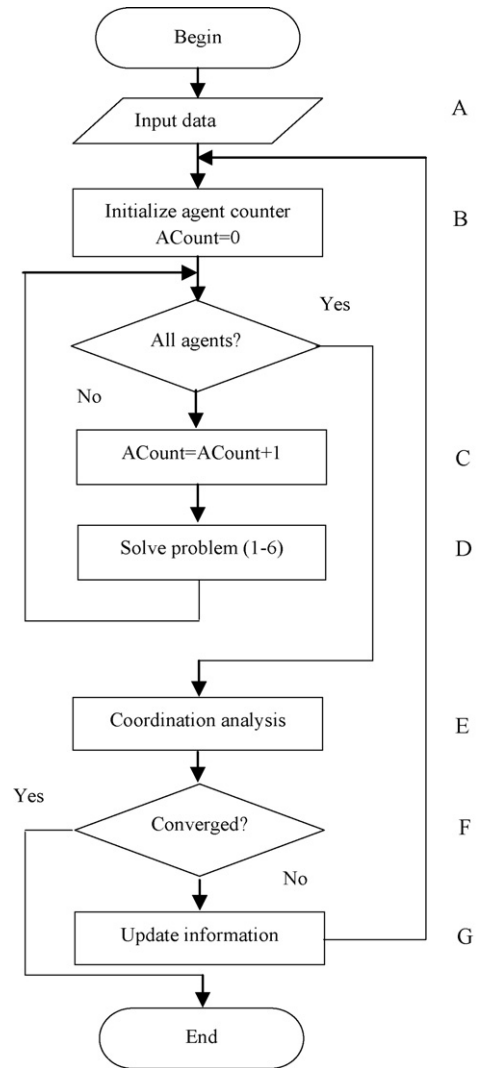


Fig. 3. Flowchart of the implemented algorithm.

to be represented by a pdf function and subjected to the sampling procedure to be detailed in Section 4.2;

- finally, as the two-level structure in Fig. 2 indicates, the constraints and risk indices (8), (9), (10) and (13) are evaluated outside the optimization process developed for each generation agent but, in some sense, inside the global optimization procedure because they can be interpreted as a control mechanism of the quality of the global investment plan. This means that each agent builds its own investment plan and then the information from all agents is gathered in the coordination step so that the risk indices are evaluated. This scheme is repeated until convergence is obtained.

4. Solution algorithm

4.1. General description

Having in mind the two level structure illustrated in Fig. 2, the developed solution algorithm is presented in Fig. 3.

This flowchart is organized in the following Blocks:

- Block A—in this block we define the relevant data and parameters of the problem. This means defining the candidate technologies, investment, operation and maintenance costs, forced outage

rates and unit sizes. At this level, we also specify the pdf functions regarding uncertain data, that is, electricity and fuel prices, operation costs and annual peak demand. In general, this information will be derived from the past history of these variables;

- Blocks B, C and D—in these blocks one initializes the Agent Counter, ACounter, in order to go through all generation agents solving for each of them the problem ((1)–(6)) using the currently available information, namely regarding electricity prices. This problem has in general a combinatorial nature given the possibility of investing in a number of normalized capacity values specified for each technology. Given this integer nature, we used a Genetic Algorithm to solve this problem, as it will be described in Section 4.2;
- Block E—once there is an individual investment plan built for each generation agent, the new additions, capacities, technologies and commissioning years are conveyed to the coordination level to check constraints (8), (9), (10) and (13);
- Block F—convergence is obtained when there are no violated constraints along the horizon. This means that the individual plans and the prices did not change from one iteration to the next one. If there is at least one violated constraint the iterative process is repeated going back to Block B after updating relevant information in Block G;
- Block G—if there is at least one violated constraint the prices are changed eventually together with the limits used in constraints (8), (9) or (10). Regarding the price update, there are two possible situations to consider, as follows:
  - in the periods in which there is at least one violated constraint the prices will be raised by a pre-specified multiplicative factor. This strategy replicates the typical behavior of markets indicating that when the level of available resources is limited regarding the demand the price tends to rise;
  - for the periods in which no constraints are violated, competition plays its role and the Cournot Model is used to set the prices to be used in the next iteration. This procedure will be detailed in Section 4.3.

4.2. The use of genetic algorithms and Monte Carlo sampling

In each iteration of the general algorithm described in Section 4.1, the problem ((1)–(6)) is solved as many times as the number of generation agents. This problem has two important features that determined the adopted solution approach, as follows:

- in the first place, it has a discrete combinatorial nature given that each generation agent has a limited number of candidate technologies and for each of them there will typically be a number of available normalized capacity values that can be selected;
- secondly, the solution of this problem requires using values for several parameters that are typically affected by uncertainty. This is the case, for instance, of operation and maintenance costs, electricity market prices and annual peak demand.

These two characteristics suggested the use of a Genetic Algorithm to address the combinatorial nature of problem ((1)–(6)) combined with a Monte Carlo simulation to sample values from the pdf functions of the uncertain parameters as a way to deal with these uncertainties. Considering this reasoning, Fig. 4 presents the flowchart of the solution of problem ((1)–(6)) for a given generation agent. This means this flowchart corresponds to the algorithm run in Block D of the generic algorithm in Fig. 3. This algorithm is run as many times as the number of generation agents considered in the planning exercise.

Having defined all relevant data, namely the candidate technologies and the list of normalized capacity values that can be

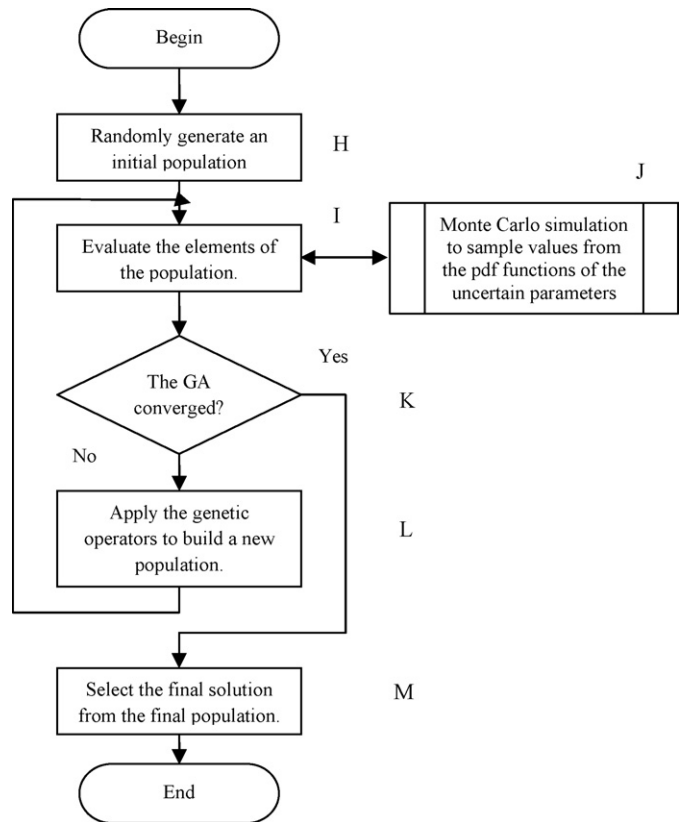


Fig. 4. Flowchart of Block D in Fig. 3.

eventually selected, we used a standard Genetic Algorithm [8] that is organized in the following blocks:

- Block H—the Genetic Algorithm starts with an initial population randomly generated having in mind the feasible values specified for the decision variables, that is, for the capacity of each technology to build in each year. This means that each element of the population corresponds to an investment plan that is randomly generated in the first iteration;
- Blocks I and J—once the population is known, we have to evaluate it, recognizing that several parameters are described by pdf functions. Therefore, for each element in the population we run a Monte Carlo simulation to sample particular values from the pdf functions of the uncertain parameters. Using these sampled values, each element of the population is evaluated using a fitness function that includes two terms. The first one corresponds to the objective function (1) that we want to maximize. The second one corresponds to negative penalty terms that are activated if the constraints (2) to (5) are violated, given that the problem under analysis is a maximizing one. This evaluation process is run for a large number of samples extracted from the pdf functions so that one can estimate the average value of the fitness function of each individual in the population. The number of samples to extract from the pdf functions is controlled computing the quality of the current estimate of the average profit. As in other sampling simulations, this can be done by computing the Uncertainty Coefficient  $\beta$  as it is described in [9]. This coefficient depends on the current estimates of the variance and of the expected value and it indicates if these values are already sufficiently stable so that it is not necessary to sample new sets of values from the pdf functions;
- Block K—the convergence of the Genetic Algorithm cycle is evaluated computing the average value and the standard deviation of all individuals in the current population. As the evolution-

ary process develops, it is expected that the average value tends to increase and that the standard deviation tends to get more reduced reflecting the fact that the individuals in the population will globally improve their performance, that is, the profit associated to each investment plan in the population will raise. According to these ideas, we considered that convergence is reached when the standard deviation is smaller than a specified threshold, the fitness function of the best individual is not improved at least by a specified percentage along a pre-specified number of iterations and the average value of the fitness function of the whole population is sufficiently stable from one iteration to the next one. It is also possible to impose a minimum number of iterations to be run to ensure that at least those iterations are run before the algorithms stops;

- Block L—if convergence was not yet reached, the Genetic Algorithm proceeds with the usual selection, cross-over and mutation [8] operators in order to generate a new population. The individuals in this new population will then be subjected to the evaluation process in Blocks I and J and the process iterates till it converges;
- Block M—from the final population, it is selected the individual associated to the best-identified investment expansion plan. This plan is interpreted as the one that maximizes the expected value of the profit given by (1) considering the uncertain parameters.

Once this process is completed, we have the solution of problem ((1)–(6)) for one generation agent. This scheme will then have to be run for the remaining agents completing Block D in Section 4.1. When we have an expansion plan for all generation agents, the algorithm in Section 4.1 proceeds with the coordination analysis in Block E of Section 4.1, that is, checking if constraints (8), (9), (10) and (13) are violated.

### 4.3. The use of the Cournot Model

The Cournot Model [10] was introduced by Augustin Cournot in 1838 and it has a number of assumptions as for instance the non-storable and homogeneous nature of the product, there are no new entries during the game and the players take their bidding decisions simultaneously. According to this model, each agent selects an output quantity and the market price is obtained by an auction process that considers a demand function.

To formulate this problem, let us consider that  $\bar{P}_i^t$  is the capacity of the agent  $i$  in stage  $t$  and that  $D^t(\pi^t)$  is the demand function relating the demand level  $D$  in stage  $t$  with the price  $\pi^t$ . Expression (14) represents a linear version of this function where  $a$  and  $b$  are positive coefficients. In this case, coefficient  $a$  represents the maximum amount of electricity that consumers admit to buy:

$$D^t(\pi^t) = a^t - b^t \pi^t \quad (14)$$

Let us also admit that  $C_i^t(P_i^t)$  is the cost function of GENCO $_i$  assumed linear as indicated in (15). As referred before, the generation of agent  $i$  corresponds to its decision variable and so its profit,  $\Omega_i^t(P_i^t)$ , is given by (16):

$$C_i^t(P_i^t) = c_i P_i^t \quad (15)$$

$$\Omega_i^t(P_i^t) = \pi^t P_i^t - C_i^t(P_i^t) \quad (16)$$

**Table 3**  
 Characteristics of the three candidate technologies.

Type of technology	Available capacities (MW)	Investment cost (€/MW)	Operation and maintenance cost (€/MWh)	FOR
Tech.1	100 or 150 or 200	500,000	45	0.01
Tech.2	100 or 125 or 150	800,000	30	0.02
Tech.3	100 or 150 or 200	1,000,000	25	0.02

**Table 1**  
 Characteristics of the existing technologies.

No. units	Technology	Generating size (MW)	Operation cost (€/MWh)	FOR
3	Coal.1	300	30	0.02
2	Coal.2	400	25	0.02
5	Gas turbine	250	45	0.01
2	Oil	200	50	0.03
4	CCGT	250	35	0.01

**Table 2**  
 Generation mix of each GENCO.

Technology	GENCO.1	GENCO.2	GENCO.3
Coal.1 (MW)	300	600	–
Coal.2 (MW)	400	–	400
Gas turbine (MW)	500	500	250
Oil (MW)	200	200	–
CCGT (MW)	250	250	500

Since all  $N$  generation agents are competing, it is possible to formulate  $N$  optimality conditions (17), one per generation agent. These equations assume that the demand is a function of the price so we can formulate an extra equation given by (18). This leads to a set of  $N + 1$  equations used to compute the value of the  $N$  generations and of the price in the period under analysis. Using this price, one can finally get the corresponding demand using (14). This operation point is called a Cournot Equilibrium, and the price is then used as input data for the next iteration of the iterative process outlined in Section 4.1:

$$\frac{\partial \Omega_i^t}{\partial P_i^t} = \pi^t + P_i^t \frac{\partial \pi^t}{\partial D^t} \frac{\partial D^t}{\partial P_i^t} - \frac{\partial C_i^t}{\partial P_i^t} = 0 \quad \text{for all } i = 1, \dots, N \quad (17)$$

$$D^t(\pi^t) = a^t - b^t \cdot \pi^t = \sum_{i=1}^N P_i^t \quad (18)$$

## 5. Case study

In this section we present the results obtained for a case study in which we considered that the initial total installed capacity is 4350 MW. The characteristics of the existing technologies are presented in Table 1. We assumed that there are 3 generation agents having the mixes indicated in Table 2.

Using these values and the FOR in Table 1 it is possible to obtain the reserve margin and the LOLE at the initial period. The expansion planning exercise was conducted for a 15-year horizon, three generation agents and three candidate technologies. Table 3 indicates the characteristics of these three candidate technologies in terms of the available capacities, the operation and maintenance costs, the investment cost and the FOR. According to Table 3 and as an example, if an agent selects Tech.1, then there are only three feasible capacities to install (100, 150 or 200 MW). This leads to a discrete problem addressed using Genetic Algorithms.

The peak demand at the initial year is 3500 MW. For this initial year we also specified the load duration curve as indicated in Fig. 5.

**Table 4**  
Parameters used for the normal pdf distributions.

Parameters	Technology	Mean	Standard deviation
Capacity factor (%)	All Tech's	70	10
Investment cost (€/MW)	Tech.1	500,000	10,000
	Tech.2	800,000	10,000
	Tech.3	1,000,000	10,000
Variable operation and maintenance cost (€/MW h)	Tech.1	45	5
	Tech.2	30	5
	Tech.3	25	5
Evolution of the variable operation and maintenance cost (%)	Tech.1	3	1
	Tech.2	2	1
	Tech.3	2	1

As mentioned in Sections 2–4, the expansion-planning problem is affected by uncertainties regarding several parameters. As detailed before, uncertainties are modeled by normal pdf distributions represented by its mean and standard deviation. These values reflect the level of knowledge available at the beginning of the study, namely considering historical data for these parameters whenever available or specified by an expert. Having this in mind, Table 4 indicates the mean and the standard deviation used for the following parameters: capacity factor, investment cost, variable operation and maintenance cost at the initial year and its percentage increase along the horizon. The mean and standard deviations are discriminated for each technology except for the capacity factor in which we considered the same value for all three technologies, although different values could have easily been used.

Apart from these parameters, we have also considered normal pdf distributions for the following two variables:

- electricity price at the initial period—mean of 52.0 €/MWh and standard deviation of 8.0 €/MWh;
- yearly increase of the electricity price along the horizon—mean of 2% and standard deviation of 1%.

Finally, the following data was also used:

- the demand displays an annual increase of 4%. This value was considered fixed along the horizon and it affects all steps of the load duration curve already mentioned. It could also have been modelled by a normal pdf distribution and so subjected to the sampling process as referred in Sections 2–4;
- the discount rate was set at 5%;

- the global value of each technology to be installed should lie in specified ranges. These minimum and maximum limits reflect strategic decisions and can induce the diversification of the primary fuels used and so reflect energy policy, strategic or environmental aspects. In this case, we considered the following ranges: [35%; 50%], [30%; 45%] and [20%; 30%] for Tech.1, Tech.2 and for Tech.3;
- in each period, it is also imposed that the capacity to install by each agent should not exceed 50% of the total new capacity. This can be used to prevent market power according to limits determined by regulatory boards and these constraints are modelled by (10);
- in each period, the reserve margin should lie in the interval [20%; 35%] and LOLE should be smaller than 8 h per year. These values can reflect indications in Quality of Service Codes as a way to ensure the reliability and the security of supply.

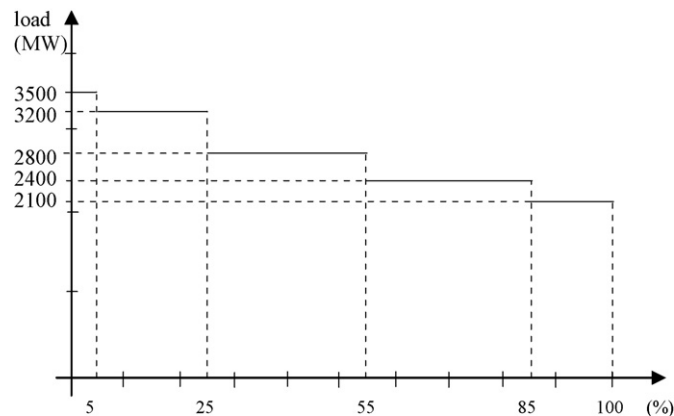


Fig. 5. Load duration curve for the initial year.

Using the above values, we ran the expansion planning algorithm admitting that GENCO.1 is building its own expansion plan using this tool to get insight on how the parameters and the possible behavior of the other two competitors influence the decision process. In the first place, Fig. 6 details the expansion plan that was obtained for GENCO.1. As a whole, this agent will install 750 MW for Tech.1, 450 MW for Tech.2 and 400 MW for Tech.3 along the planning horizon. Figs. 7 and 8 detail the expansion plans obtained for GENCO's 2 and 3.

Fig. 9 details the evolution of the total installed capacity and of the demand along the horizon. This figure indicates that both the installed capacity and the demand have similar evolutions reflecting the fact that we included constraints related with the reserve margin and with LOLE along the horizon. The evolution of LOLE is presented in Fig. 10 showing that the steady behavior of this indicator is in line with the evolution of the reserve margin. Finally, Fig. 11 displays the evolution of the electricity price. It is possible

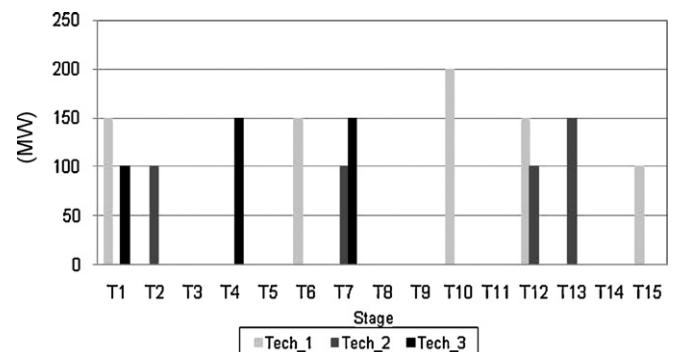


Fig. 6. Generation expansion plan for Genco.1.

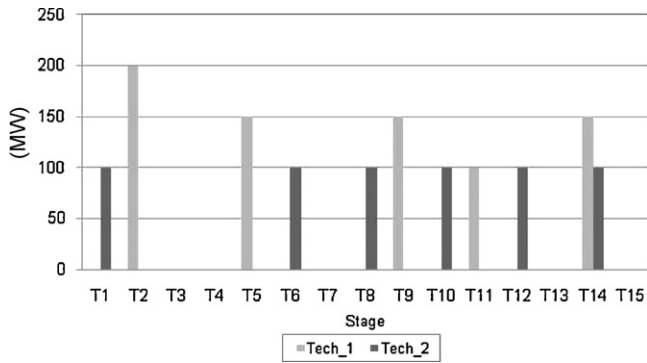


Fig. 7. Generation expansion plan for Genco.2.

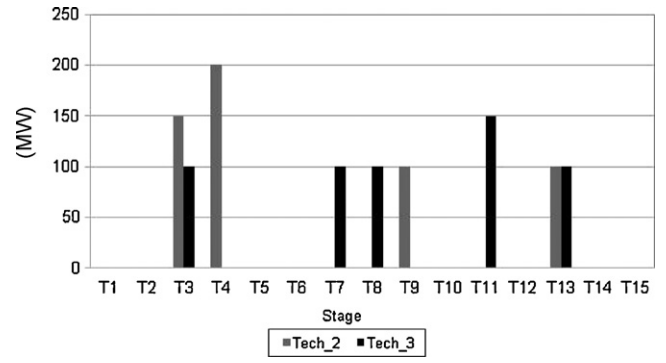


Fig. 8. Generation expansion plan for Genco.3.

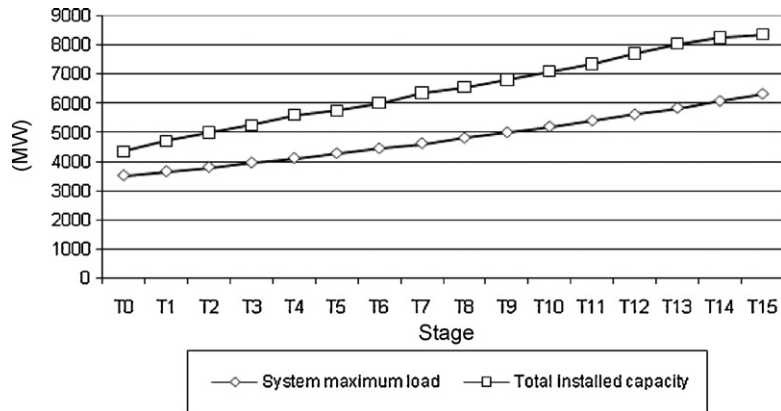


Fig. 9. Evolution of the total installed capacity and maximum demand.

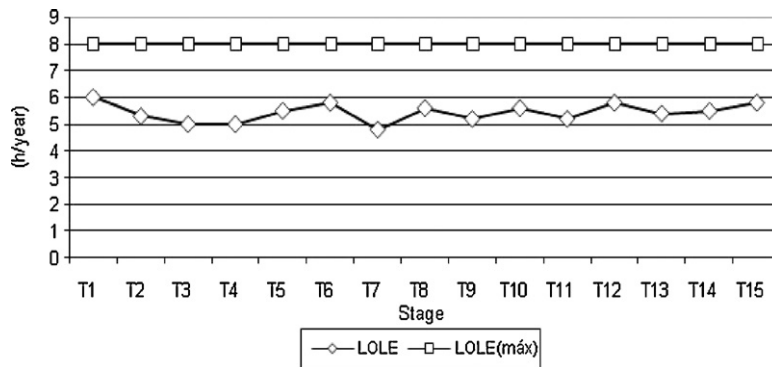


Fig. 10. Evolution of LOLE along the planning horizon.

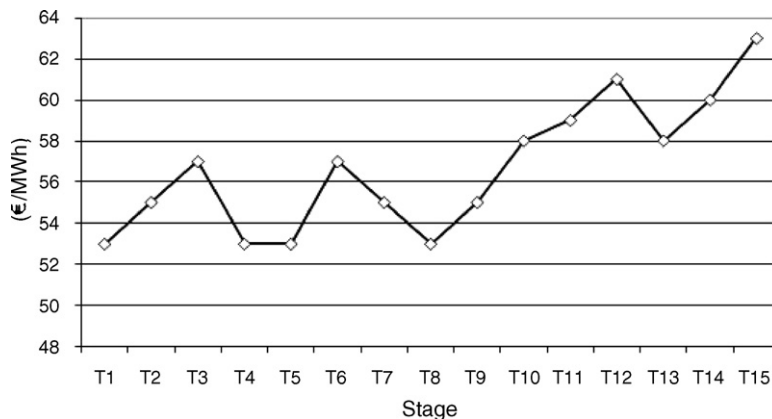


Fig. 11. Evolution of the electricity price along the planning horizon.

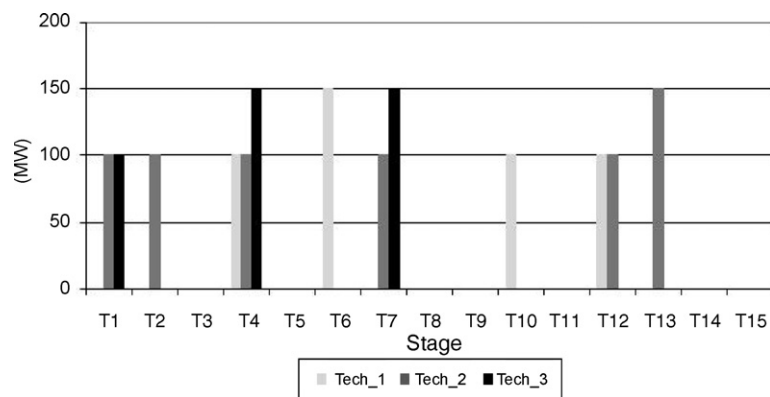


Fig. 12. New generation expansion plan for Genco.1.

to notice that the price tends to increase towards the final stages as a way to induce new investments so that the limits established for the LOLE and for the reserve margin are not violated. This means that the steady behaviors of the reserve margin and of LOLE are a result of the price increase that contributes to turn investments more attractive.

Let us now consider that GENCO.1 wants to perform a sensitivity analysis in order to evaluate the robustness of its plan regarding, for instance, a change on the Operation and Maintenance Cost of Tech.1. Admitting that the mean value of the Operation and Maintenance Cost of Tech.1 increases from 45 to 60 €/MWh, it is built a new expansion plan as shown in Fig. 12. One can notice that the total new capacity of Tech.1 is reduced by 300MW, the capacity of Tech.2 is increased by 200MW and Tech.3 remains at the same level. As a whole, these results indicate that the total capacity to install by GENCO.1 is reduced by 100MW because constraint (5) limits the capital that GENCO.1 has to invest. It happens that Tech.2 has a larger investment cost when compared with Tech.1, which leads to a reduction of the total installed capacity by this agent. Accordingly, this new plan is a compromise resulting from the larger investment cost of Tech.2 and its more reduced operation cost.

## 6. Conclusions

In this paper we described a tool developed in order to help generation companies to build their own expansion plans while taking in consideration the possible behavior of its competitors. The developed tool incorporates uncertainties affecting several parameters modeled by pdf functions as well as a number of constraints related with financial limitations and to ensure the security of supply. This type of approaches can help generation companies to perform sensitivity analysis namely to build more robust plans in view of the increased risks affecting this activity in liberalized markets. As a whole, it can play an important role helping generation companies to build their expansion plans or gaining insight on how these plans behave regarding changes on input parameters so that these plans get more robust and the corresponding risk is minimized.

## Acknowledgement

The first author would like to thank Fundação para a Ciência e Tecnologia, FCT, that partially funded this research work through the PhD grant no. SFRH/BD/29243/2006.

## References

- [1] S. Stoft, *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press/Wiley, New York, 2002.
- [2] F. Olsina, F. Garces, H.-J. Haubrich, Modeling long-term dynamics of electricity markets, *Energy Policy* 34 (2006) 1411–1433.
- [3] A. Botterud, M. Ilic, I. Wangensteen, Optimal investment in power generation under centralised and decentralised decision making, *IEEE Transactions on Power Systems* 20 (2005) 254–263.
- [4] G.J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, New York, ISBN-0-471-50229-4, 1990.
- [5] J. Zhu, M. Chow, A review of emerging techniques on generation expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems* 12 (1997) 1722–1728.
- [6] J.-B. Park, J.-H. Kim, K.Y. Lee, Generation expansion planning in a competitive environment using a genetic algorithm, in: *Proceedings of the 2002 IEEE PES Summer Meeting*, Vol. 3, 2002, pp. 1169–1172.
- [7] R. Billinton, R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed., Plenum Press, New York, ISBN-0-306-45259-6, 1996.
- [8] R.L. Haupt, S.E. Haupt, *Practical Genetic Algorithms*, 2nd ed., Wiley-InterScience, ISBN 978-0-471-45565-3, June 2004.
- [9] J.T. Saraiva, V. Miranda, L. Pinto, Generation/transmission power system reliability evaluation by Monte-Carlo simulation assuming a fuzzy load description, *IEEE Transactions on Power Systems* 11 (1996) 690–695.
- [10] D.S. Kirchen, G. Strbac, *Fundamental of Power System Economics*, John Wiley & Sons, ISBN 0-470-84572-4, 2004.

Adelino J.C. Pereira was born in Sanfins, Portugal in 1975. He received his diploma and M.Sc. degrees in Electrical Engineering and Computers from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, in 1998 and 2003. In 1998 he joined the Coimbra Polytechnic Institute (ISEC) where he is currently Equiparado to Adjunct Professor. He is a Ph.D. student at FEUP and his main research interest includes competitive markets, power systems operation and planning.

João Tomé Saraiva was born in Porto, Portugal in 1962. In 1987, 1993 and 2002 he got his M.Sc., Ph.D., and Agregado degrees in Electrical and Computer Engineering from the Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto where he is currently Professor. In 1985 he joined INESC Porto where he was head researcher or collaborated in several projects related with the development of DMS systems, quality in power systems, and tariffs due for the use of transmission and distribution networks. Several of these projects were developed under consultancy contracts with the Portuguese Electricity Regulatory Agency.