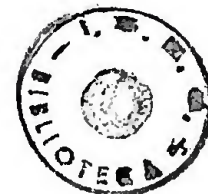


RESERVADO



**UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO**

**MESTRADO EM: GESTÃO E ESTRATÉGIA INDUSTRIAL**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA CRIAÇÃO DO COMÉRCIO  
EUROPEU DE LICENÇAS DE EMISSÃO NAS PRINCIPAIS  
EMPRESAS PRODUTORAS DE ELECTRICIDADE DA  
PENÍNSULA IBÉRICA**

**ANTÓNIO JOSÉ LOUREIRO GOVERNO**

**Orientação:** Professor Doutor Vítor Manuel da Silva Santos

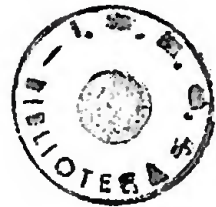
**Júri:**

**Presidente:** Professor Doutor Vítor Manuel da Silva Santos

**Vogais:** Professor Doutor José Ramos Pires Manso

Professor Doutor José Manuel Zorro Mendes

**Março de 2006**



Este trabalho expressa somente a opinião do autor, e de modo algum vincula ou representa a posição de alguma instituição a que possa estar ligado.

## Glossário de Termos e Abreviaturas

- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*, Ciclo Combinado com Turbina de Gás
- CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão
- CEN – Comisión de Energía Nacional
- CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono
- CRE – Certificado de Redução de Emissões
- CTC – Custos de Transição para a Concorrência
- DCF – *Discount Cash Flow*, Fluxo de Tesouraria Descontado
- DGE – Direcção Geral de Energia
- EBITDA – *Earnings Before Interests Taxes Depreciation and Amortization*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- GEE – Gases com Efeito Estufa
- IC – Implementação Conjunta
- m€ – milhares de euros
- MDL – Mecanismos de Desenvolvimento Limpo
- ME – Mercado de Emissões
- MW – Unidade de Potência (1MW=10E6W)
- MWe – Unidade de Potência Eléctrica
- MWh – Unidade de Energia, equivalente a 3600 MJ (1MJ=10E6J)
- MWth – Unidade de Potência Térmica
- NO<sub>x</sub> – Óxidos de Azoto
- PIB – Produto Interno Bruto
- PNALE – Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub>
- REE – Rede Eléctrica de España
- REN – Rede Eléctrica Nacional (Portugal)
- SO<sub>2</sub> – Dióxidos de Enxofre
- t – tonelada
- UE – União Europeia
- UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change*
- URE – Unidade de Redução de Emissões
- WACC – *Weighted Average Cost of Capital*, Média Ponderada do Custo Capital

## Resumo

O consumo intensivo de combustíveis fósseis nos últimos 200 anos, tem como consequência directa, o aumento da concentração de diversos gases poluentes na atmosfera, nomeadamente o dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>. Apesar de não estar cientificamente comprovada a relação causa – efeito entre, os gases com efeito estufa e as alterações climáticas verificadas, um conjunto de evidências empíricas relativas a recentes catástrofes ambientais, revelam inúmeras perdas materiais e humanas. De acordo com o referido, a comunidade internacional decidiu criar mecanismos de intervenção que permitam reduzir as emissões para a atmosfera de determinados gases com efeito estufa.

O Protocolo de Quioto, acordado entre diversos estados do mundo inteiro, o qual foi recentemente rectificado, estabelece metas de redução de emissões de gases com efeito estufa para a atmosfera, nomeadamente do CO<sub>2</sub>. A União Europeia, ciente da necessidade de reduzir as emissões de gases para a atmosfera, aprovou valores limites de emissão mais restritivos dos que os previstos no Protocolo de Quioto, estabelecendo a criação do mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, que se iniciou a 1 de Janeiro de 2005. A alocação de licenças de emissão contemplou as indústrias consumidoras de energia primária, das quais as entidades mais afectadas são as empresas produtoras de electricidade, que recorrem maioritariamente aos combustíveis fósseis.

O presente trabalho, pretende estimar o possível efeito do mercado europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, sobre a capitalização bolsista das quatro maiores empresas de produção de electricidade da Península Ibérica, Endesa, Iberdrola, EDP e Unión Fenosa. Através de metodologia adequada, estima-se o efeito em análise, comparam-se os resultados obtidos, obtendo-se um conjunto de conclusões que permitem definir possíveis estratégias a adoptar. A análise estratégica considera as actuais políticas ambientais, investimentos em novos centros de produção e diferenças que se verificam entre os mercados de produção Espanhol e Português.

**Palavras-chave:** Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub>, Capitalização Bolsista, Carvão, Ciclos Combinados com turbinas de Gás, Energia Eléctrica, Gases com Efeito Estufa, Mercado Ibérico Liberalizado de Energia.

## Abstract

The intensive consumption of fossil fuels during the last 200 years, originated the increase of atmospheric concentration of several pollutants, namely of the carbon dioxide, CO<sub>2</sub>. Although, the relation cause-effect between the gaseous pollutants and the climate changes have not yet been scientific proved, the empirical evidences related with recent environmental catastrophes reveals a great number of human and economical losses. According to the previous referred, the international community decided to create intervention mechanisms, in order to reduce the greenhouse gas emissions, to the atmosphere.

The Kyoto Protocol, agreed between countries all over the world, and recently rectified, establishes reduction goals clearly defined for greenhouse gaseous pollutants, namely for CO<sub>2</sub> emissions. The European Union, conscious of the necessity to decrease the gaseous pollutants emissions capable of creating greenhouse effect, approved emission reduction goals more restrictive than the ones defined by the Kyoto Protocol, establishing the creation of the CO<sub>2</sub> emission market, which has been running since 1 January of 2005. The emission allocation was directed to the primary energy industry consumers, among which the electrical generation utilities are the ones most affected, namely because of their high consumption of fossil fuels.

This work intends to estimate the effect that the recently created European CO<sub>2</sub> emission trading scheme will have over the market capitalisation of the four major Iberian Peninsula electricity producers, Endesa, Iberdrola, EDP and Unión Fenosa.

Trough adequate methodology, the effect is estimated, the results are compared together, resulting in a set of conclusions that allow the definition of possible strategies to be implemented. The actual environmental policies, investments in new generation plants, and differences between the Portuguese and Spanish markets are take in account in the performed strategic analysis.

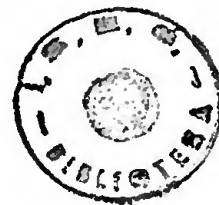
**Keywords:** European CO<sub>2</sub> Trading Market, Stock Capitalisation, Coal, Electric Power, Electricity, Gas Turbine Combined Cycles, Greenhouse Gases, Iberian Liberalised Energy Market.

# Índice

	Pág.
<b>1 Introdução.....</b>	<b>12</b>
<b>2 Comércio europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>16</b>
2.1 Protocolo de Quioto.....	17
2.2 Regime comunitário de comércio de licenças de emissão .....	22
2.3 Possíveis impactos sociais e económicos .....	30
2.4 Fundamentos económicos .....	35
2.4.1 Teoria das externalidades .....	35
2.4.2 Soluções para o problema da externalidade ambiental.....	41
2.5 Mercado de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> .....	44
2.6 Acesso ao mercado de carbono e tratamento contabilístico.....	48
<b>3 Sector Ibérico de produção de electricidade.....</b>	<b>50</b>
3.1 Evolução dos consumos; emissões e indicadores económicos.....	50
3.2 Mercado de produção de electricidade Espanhol e Português .....	55
3.2.1 Espanha.....	55
3.2.2 Portugal.....	57
3.3 Caracterização do parque Ibérico de produção de electricidade .....	57
3.3.1 Capacidade de produção instalada e energia produzida .....	57
3.3.2 Caracterização das instalações de produção térmicas clássicas .....	63
3.4 Caracterização das maiores empresas produtoras de electricidade .....	67
3.5 Expansão prevista do parque de produção .....	72
3.5.1 EDP – Energias de Portugal .....	72
3.5.2 Endesa.....	73
3.5.3 Iberdrola.....	73
3.5.4 Unión Fenosa.....	73

3.5.5	Tejo Energia .....	74
3.5.6	Resumo comparativo .....	74
3.6	Atribuição de licenças de emissão às empresas em análise .....	75
<b>4</b>	<b>Determinação do impacto do CELE na capitalização bolsista e implicações nas estratégias empresariais .....</b>	<b>80</b>
4.1	Ponto crítico para reconversão de central a carvão para CCGT .....	80
4.2	Impacto expectável no preço da electricidade emitida .....	83
4.3	CO <sub>2</sub> : custo marginal adicional de produção para novos entrantes .....	84
4.4	Determinação de eventuais custos ou receitas para as empresas.....	86
4.4.1	Estimativa de emissões de CO <sub>2</sub> .....	87
4.4.2	Determinação de custos adicionais de licenças de emissão .....	89
4.5	Incorporação dos custos relacionados com o CO <sub>2</sub> .....	93
4.6	Metodologia: fluxo de tesouraria descontado.....	98
4.7	Determinação dos benefícios.....	100
4.8	Análise estratégica.....	103
4.8.1	Endesa.....	104
4.8.2	EDP.....	106
4.8.3	Iberdrola.....	108
4.8.4	Unión Fenosa.....	109
4.8.5	Análise Conjunta .....	109
4.9	Análise competitiva – 5 forças de Porter.....	112
4.9.1	Barreiras à entrada .....	112
4.9.2	Poder negocial dos fornecedores .....	115
4.9.3	Poder negocial dos clientes.....	116
4.9.4	Produtos substitutos.....	116
4.9.5	Concorrentes do sector .....	117

4.10	Possíveis estratégias a adoptar.....	117
<b>5</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>121</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>128</b>



## Lista de Figuras e Quadros

### Figuras

	Pág.
Figura 1 – Evolução das emissões globais de CO <sub>2</sub> entre 1900 e 1998.....	19
Figura 2 – Evolução da concentração de CO <sub>2</sub> na atmosfera nos últimos 1000 anos.....	19
Figura 3 – Emissões <i>per capita</i> de CO <sub>2</sub> verificadas em 1990 em países da UE.....	23
Figura 4 – Concorrência Perfeita.....	35
Figura 5 – Presença de externalidade negativa.....	37
Figura 6 – Presença de externalidade positiva.....	38
Figura 7 – Presença simultânea de externalidades negativa e positiva.....	39
Figura 8 – Insuficiência de licenças de emissões por parte do agente.....	47
Figura 9 – Evolução do consumo de energia eléctrica em Portugal e Espanha, de 1990 a 2004.....	51
Figura 10 – Variação % do consumo de energia eléctrica verificado em 15 países da UE, 1990-2000....	51
Figura 11 – Intensidade energética verificada em Portugal e Espanha no período 1991 a 2001.....	52
Figura 12 – Intensidade energética verificada em 15 países da UE.....	53
Figura 13 – Emissões <i>per capita</i> verificadas em 2001 em 15 países da UE.....	53
Figura 14 – Emissões <i>per capita</i> verificadas no sector eléctrico no ano 2000 em 14 países da UE.....	54
Figura 15 – Cenário: Substituição de produção de electricidade de fonte nuclear por gás e carvão.....	55
Figura 16 – Capacidade de produção instalada na Península Ibérica por tipo de tecnologia em 2004.....	58
Figura 17 – Energia produzida na Península Ibérica por tipo de tecnologia no ano de 2004.....	59
Figura 18 – Produção eléctrica na Península Ibérica por tipo de tecnologia, anos 2003 e 2004.....	60
Figura 19 – Produção eléctrica percentual na Península Ibérica, por tipo de tecnologia, 2003 e 2004.....	61
Figura 20 – Picos de consumo verificados em Espanha e Portugal para o período 1999-2004.....	62
Figura 21 – Saldo importador de Portugal com proveniência de Espanha, período de 1990-2004.....	63
Figura 22 – Evolução da potência instalada por tipo de tecnologia em Espanha e Portugal, século XX.....	63
Figura 23 – Evolução da potência instalada em Espanha em centrais nucleares.....	65
Figura 24 – Potência instalada a carvão em Espanha e Portugal no ano de 2002.....	66
Figura 25 – Energia produzida com recurso a carvão no ano de 2002, em Espanha e Portugal.....	67
Figura 26 – Caracterização da potência instalada por empresa de produção de electricidade em 2004.....	67
Figura 27 – Capacidade de produção instalada, por tipo de tecnologia e por empresa, em 2004.....	68
Figura 28 – Caracterização percentual do <i>mix</i> de produção das 5 maiores empresas em 2004.....	69

Figura 29 – Energia produzida pelas diversas empresas na Península Ibérica nos anos 2003 e 2004.....	70
Figura 30 – Caracterização percentual da energia produzida pelas empresas no ano de 2004. ....	71
Figura 31 – Licenças de emissão de CO <sub>2</sub> provisórias atribuídas às maiores empresas do mercado.....	76
Figura 32 – Licenças de emissão provisórias atribuídas ao sistema peninsular, período 2005-2007. ....	77
Figura 33 – Percentagem licenças de emissão atribuídas ao sistema peninsular período 2005-2007. ....	78
Figura 34 – Energia produzida com recurso a combustíveis fósseis em centrais clássicas e CCGT.....	78
Figura 35 – Emissões de referência por empresa, em tCO <sub>2</sub> /GWh. ....	79

## Quadros

Quadro I – Compromissos de limitação ou redução de emissões para os países da UE. ....	24
Quadro II – Datas chave relativas à criação do mercado de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na UE.....	26
Quadro III – Evolução percentual dos consumos de electricidade em Espanha e Portugal continental....	51
Quadro IV – Evolução do parque electroprodutor com recurso a CCGT, até 2007. ....	74
Quadro V – Descomissionamento previsto de centrais térmicas clássicas. ....	75
Quadro VI – Resultados comparativos entre centrais a carvão e centrais a gás natural (CCGT).....	82
Quadro VII – Preço final do MWh produzido com recurso a carvão, incorporando o custo do CO <sub>2</sub> . ....	85
Quadro VIII – Estimativa de diferencial de licenças de emissão para o período 2005 a 2007.....	87
Quadro IX – Determinação dos custos/benefícios em função do preço da tonelada de CO <sub>2</sub> .....	90
Quadro X – Incremento de tarifas para cargas intermédias e picos, diluindo custos com o CO <sub>2</sub> . ....	96
Quadro XI – Receitas adicionais resultantes da incorporação dos custos associados ao CO <sub>2</sub> .....	97
Quadro XII – Diferença entre valores de CO <sub>2</sub> a 7,5€/t e receitas estimadas de venda de energia. ....	97
Quadro XIII – Diferença entre valores de CO <sub>2</sub> a 20€/t e receitas estimadas de venda de energia.....	97
Quadro XIV – Diferença entre valores de CO <sub>2</sub> a 28€/t e receitas estimadas de venda de energia. ....	98
Quadro XV – Dados sobre capitalização bolsista das empresas em análise.....	101
Quadro XVI – Variação da Capitalização bolsista considerando comercialização do CO <sub>2</sub> a 7,5€/t. ....	102
Quadro XVII – Variação da Capitalização bolsista considerando comercialização do CO <sub>2</sub> a 20€/t.....	102
Quadro XVIII – Variação da Capitalização bolsista considerando comercialização do CO <sub>2</sub> a 28€/t. ....	102
Quadro XIX – Variação da Capitalização bolsista, CO <sub>2</sub> comercializado a 20€/t e s/receitas adicionais. ....	102
Quadro XX – Resumo comparativo de possível de capitalização bolsista para o período em análise. ....	103
Quadro XXI – Diferencial de licenças estimado, e possíveis custos de aquisição de licenças.....	122
Quadro XXII – Diferencial entre aquisição/venda de licenças de CO <sub>2</sub> e receitas adicionais.....	123
Quadro XXIII – Capitalização bolsista estimada para cada um dos cenários considerados.....	124

## Agradecimentos

Em primeiro lugar, desejo manifestar ao Professor Doutor Vítor Santos, que aceitou orientar esta tese, a minha profunda gratidão pela sua disponibilidade, assistência que me prestou, interesse e sugestões efectuadas.

Aos meus colegas de mestrado, José Neto e Nuno Timóteo que, pela sua colaboração e amizade contribuíram para o ambiente geral de estímulo e ânimo, desejo manifestar o meu reconhecimento e simpatia.

Quero agradecer aos meus pais, avós, sogros, irmã, cunhados e sobrinha, pelo apoio, incentivos e encorajamentos recebidos.

Por último, agradeço à minha esposa Marina, pelo seu amor, carinho e apoio que sempre me deu, e também pela sua enorme paciência.

A todos, a expressão sincera da minha gratidão, sem que, naturalmente, lhes caiba qualquer responsabilidade nas limitações que o trabalho evidenciar.

Bem hajam!...

## 1 Introdução

Desde os primórdios da revolução industrial que são utilizados combustíveis fósseis para produção de energia eléctrica, e desde a segunda metade do século XX, que o consumo se tem acentuado significativamente. A maior parte da energia produzida em todo o globo, resulta do consumo de combustíveis fósseis, maioritariamente carvão e derivados de petróleo, com as consequentes emissões de gases com efeito estufa, nomeadamente o CO<sub>2</sub>. Dos combustíveis fósseis consumidos, o carvão é o mais utilizado, sendo igualmente o que maiores quantidades de CO<sub>2</sub> emite por quilograma consumido, e.g., da combustão de 1 kg de carbono, C, resultam 3,66 kg de CO<sub>2</sub>.

De acordo com a comunidade global, a emissão em larga escala de gases com efeito estufa, tem como consequência, alterações climáticas com impacte em todo o globo.

No sentido de mitigar as alterações climáticas, a comunidade global tem desencadeado diversas medidas de actuação, sendo que, o Protocolo de Quioto recentemente rectificado, define um conjunto de acções e mecanismos no sentido de reduzir a emissão de GEE, por parte dos países desenvolvidos, promovendo por outro lado a implementação de medidas em países em vias de desenvolvimento.

A implementação de medidas de redução de GEE nos países desenvolvidos, tem consequências directas e indirectas sobre os diversos agentes económicos em operação nos mercados mundiais. Mais concretamente, as acções assumidas pela União Europeia, no âmbito do Protocolo de Quioto, assentam directamente na redução das emissões de CO<sub>2</sub> na sua fonte, i.e., nas instalações passíveis de serem controlados os consumos de energia primária. Com este objectivo, encontra-se em implementação o Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub> – CELE.

Em cada país da UE, foi desenvolvido um Plano Nacional de Alocação de Licenças de Emissão – PNALE, com a consequente atribuição às diversas empresas, de uma quantidade de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, para o período 2005-2007, as quais poderão ser negociadas no CELE. Desta forma, fomenta-se a optimização ou alteração de processos produtivos, o que implica a tomada de decisões estratégicas, que permitam a adaptação à nova envolvente ambiental, conjugando as limitações produtivas com a possibilidade de criação de valor.

Em toda a Europa, o sector de produção de energia eléctrica será o mais afectado pela criação do CELE. Especificamente na Península Ibérica, o consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia, nomeadamente pelo sector de produção eléctrico, é como na maioria dos países, a indústria que emite maior quantidade de CO<sub>2</sub>. As penalidades aplicáveis sobre as empresas produtoras de electricidade podem ser elevadas, nomeadamente pelo facto destas produzirem grandes quantidades de energia com recurso a combustíveis fósseis.

Apesar da produção com recurso a fontes renováveis estar a aumentar significativamente na Península Ibérica, nomeadamente com recurso a parques eólicos, o aumento de consumo de electricidade e o descomissionamento progressivo de centrais clássicas antiquadas e ambientalmente inadaptadas às futuras restrições ambientais, resultam na necessidade de construção de novos centros electroprodutores. A tomada de decisões por parte das empresas para escolha do tipo dos novos centros produtores, torna-se ainda mais complexa, quando se verifica um agravamento do preço do petróleo, com consequências directas sobre o preço do gás natural.

A actual conjectura de criação do Mercado Ibérico de Electricidade liberalizado, que os governantes de ambos os países pretendem implementar a curto prazo, ocorre ao mesmo tempo que se encontra em início de actividade o mercado europeu de licenças de emissão e, adicionalmente, a implementação de outras restrições ambientais. Considerando o referido, a criação do CELE é um elemento fulcral na análise e definição de estratégias que serão implementadas pelas empresas de produção de electricidade na Península Ibérica.

Os custos que as empresas terão que suportar devido à criação do CELE, irão reflectir-se directamente na consolidação de resultados de cada ano fiscal, evidenciando a tomada de decisões efectuada, bem como os cenários considerados, pelo que previamente deverão efectuar uma avaliação do grau de “exposição ao carbono”, identificando os potenciais factores de risco e impactos financeiros expectáveis.

As maiores empresas produtoras de electricidade da Península Ibérica, são igualmente as que possuem a maior quantidade de licenças de emissão, pelo que a gestão do *portofoglio* de carbono, deverá originar a criação de novas áreas, com as valências necessárias para a sua gestão da forma mais eficiente.

Considerando o referido, o principal objectivo deste trabalho consiste em determinar o impacto da criação do comércio europeu de licenças de emissão na capitalização bolsista das 4 maiores empresas de produção de electricidade da península ibérica Endesa, Iberdrola, EDP e Unión Fenosa, e determinar possíveis estratégias de actuação. Considerando o referido, a presente dissertação apresenta a seguinte estrutura:

- Capítulo 2 – Este capítulo aborda dois assuntos, o comércio europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e os fundamentos económicos associados à criação de um mercado deste tipo. Caracteriza-se o comércio europeu de licenças de emissão, sua génese e actuais directivas europeias em vigor. É efectuada uma breve descrição do Protocolo de Quioto, o qual foi recentemente rectificado. São referidos possíveis impactos sociais e económicos, resultantes da implementação do CELE na UE. Apresenta-se uma breve descrição do regime comunitário de comércio de licenças de emissão. São referidos os fundamentos económicos associados à criação do CELE, relativos à teoria das externalidades e soluções para o problema ambiental. Inclui-se igualmente a descrição do mecanismo de mercado, e apresentadas possibilidades para aceder ao mercado para realização das transacções pretendidas de licenças de emissão, nomeadamente a colocação dos títulos em bolsa.
- Capítulo 3 – Caracteriza-se o sector ibérico de comercialização de electricidade, descrevendo-se como é que o mercado é operado em Portugal e Espanha. Quantificam-se dados relativos ao parque electroprodutor de cada país por capacidade de potência instalada, produção realizada, consumos verificados, tipos de tecnologias de produção existentes, e picos de consumo verificados. Efectua-se ainda uma descrição sucinta do parque electroprodutor constituído por centrais térmicas clássicas. São caracterizadas individualmente as maiores empresas de produção de electricidade existentes na Península Ibérica. Incluem-se neste capítulo informações referentes à expansão prevista do parque electroprodutor, permitindo concluir acerca dos novos objectivos para instalação de novos centros de produção e descomissionamento dos que se encontram obsoletos. Quantificam-se as licenças provisórias de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às diversas empresas de produção de electricidade na Península Ibérica, efectuando-se no final uma análise comparativa.

- Capítulo 4 – Neste capítulo, determina-se o impacto que a criação do comércio europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, irá ter sobre a capitalização bolsista das 4 maiores empresas de produção de electricidade da Península Ibérica. Inicia-se este capítulo, determinando o valor referencial para cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitido, que irá ser utilizado como pressuposto, seguindo-se a quantificação do impacto expectável no preço da electricidade fornecida e o custo marginal adicional de produção para os novos entrantes. São determinados eventuais custos ou receitas que as 4 maiores empresas intervenientes no mercado Ibérico de electricidade poderão atingir, devido à criação do CELE. É descrita a metodologia utilizada para determinação da variação de capitalização bolsista, bem como os diversos pressupostos considerados. Finalmente, quantifica-se o possível impacto resultante da criação do CELE, sobre a capitalização bolsista das 4 maiores empresas de produção de electricidade. Considerando os dados obtidos e as informações apresentadas, é efectuada uma análise estratégica.
- Capítulo 5 – São apresentadas as principais conclusões.

Refira-se que, todos os dados e informações apresentadas na presente dissertação foram retirados de fontes públicas.

## 2 Comércio europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>

Desde a revolução industrial que as consequências da actividade humana sobre o meio ambiente envolvente são cada vez mais evidentes, tendo como consequência directa, a rápida alteração do equilíbrio ambiental até então existente.

A libertação de gases com efeito estufa, GEE, tais como o dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>, metano, óxidos de azoto, entre outros, alteram o balanço energético da atmosfera, i.e., a forma como as elevadas quantidades de energia provenientes do sol são absorvidas e reflectidas, originando o denominado efeito estufa. Este efeito resulta num aumento da temperatura média ambiente do globo.

As pressupostas consequências ambientais associadas a estas alterações, têm sido cada vez mais devastadoras, e.g., secas prolongadas, aquecimento global do planeta, tempestades mais frequentes e intensas, em resumo, alterações nos padrões climatéricos em todas as regiões do globo.

As previsões científicas, apontam para alterações climáticas com consequências cada vez mais imprevisíveis, incluindo um aumento da temperatura média das superfícies do globo, entre 1,5 °C e 5,8 °C, durante os próximos 100 anos, sendo que esta variação de temperatura é superior à verificada nos últimos 10 000 anos.

Associado a este aquecimento global, surge o aumento do nível médio da água do mar, entre 9 cm – 88 cm, consoante a localização geográfica da superfície terrestre.

Estas alterações climáticas afectam todas as nações, tornando as populações vulneráveis a problemas diversos, tais como, segurança de abastecimento alimentar, riscos de saúde pública, nomeadamente por contaminação de águas, migrações em massa, entre outras.

A imprevisibilidade das consequências resultantes das alterações climáticas são um dos temas de maior debate da actualidade, pois os reflexos sócio – económicos a nível global são notórios, afectando cada vez mais um maior número de pessoas e países à medida que o tempo passa.

Neste contexto de mudança e utilização de recursos naturais limitados, a garantia de sustentabilidade é uma nova área em análise, nomeadamente pelo facto de que as alterações climáticas são um grave problema mundial que é necessário atenuar.

O elevado número de variáveis em jogo, dificulta uma análise científica de previsibilidade de evolução dos diversos fenómenos climáticos, associados à emissão de GEE para a atmosfera, pelo que os estudos efectuados não passam de cenários com uma determinada probabilidade de ocorrência.

## **2.1 Protocolo de Quioto**

A procura de energia, encontra-se indubitavelmente relacionada com o incremento de emissões de GEE para a atmosfera. O ser humano possui actividades industriais que necessitam de elevadas quantidades de energia, o que levou ao desenvolvimento de sistemas geradores que permitam obter as quantidades necessárias, com uma relação custo – benefício satisfatória.

Os combustíveis fósseis são utilizados desde a revolução industrial, para alimentar geradores das diferentes formas de energia, tais como caldeiras para produzir vapor de processo, turbinas de gás e motores de combustão interna acoplados a alternadores, etc.

Os sistemas referidos permitem produzir energia eléctrica em larga escala, facilmente transportável em elevadas quantidades, cuja versatilidade de adaptação às condições dos vários tipos de cliente final, permitem o seu consumo tanto a nível industrial como doméstico. A desvantagem, reside na dificuldade de armazenamento, i.e., o seu consumo é praticamente imediato, com uma relação produção – consumo instantânea.

Com recurso a albufeiras é possível gerir de forma mais estável a produção de energia, pois desta forma é possível armazenar alguma energia, que posteriormente será convertida em electricidade. Apesar da construção das grandes barragens para produção de electricidade, o incremento de consumos de energia eléctrica teve como consequência a construção de centrais termoeléctricas de elevada potência, garantindo a satisfação das crescentes necessidades de consumo.

As fontes de energia provenientes de fontes hídricas, não permitem garantir ao longo de um ano um valor constante de potência disponível, ao contrário das centrais termoeléctricas, as quais, além de garantirem uma produção praticamente constante, são pouco influenciadas pelas condições climáticas, i.e., o rendimento e capacidade de produção mantêm-se praticamente constante.

Outras actividades industriais, tais como a produção de pasta de papel, siderurgias (nomeadamente a produção de alumínio), indústrias químicas e petroquímicas, utilizam combustíveis fósseis em larga escala para alimentar as caldeiras, que geram vapor de processo, ou fraccionam o crude.

Também as actividades de transporte de mercadorias, consomem elevadas quantidades de energia, com um rendimento bastante reduzido, quando comparadas com os processos industriais, e.g., um ciclo combinado para produção de electricidade atinge uma eficiência líquida na conversão de energia de aproximadamente 57%, enquanto que um motor *diesel* ou uma turbina de avião apenas atingem 40% de eficiência.

Do que foi referido resulta que, a maioria dos processos para obtenção de energia utiliza combustíveis fósseis, que emitem GEE em elevadas quantidades, nomeadamente CO<sub>2</sub>.

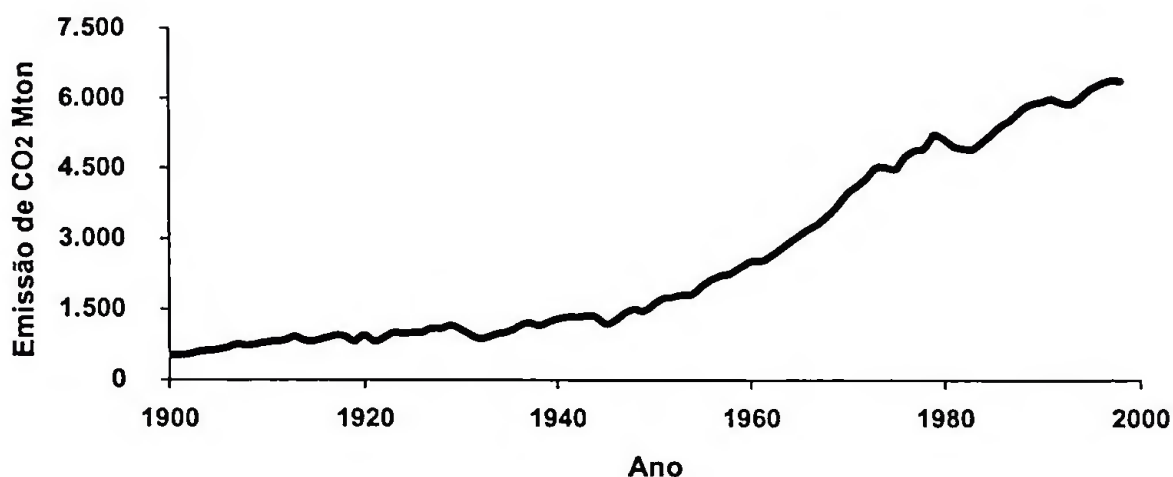
As emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, são consideradas como o maior elemento poluidor, nomeadamente pelo facto de que este gás desequilibra o balanço energético do globo terrestre. A remoção do CO<sub>2</sub> dos gases de combustão é tecnicamente possível, mas actualmente não é economicamente viável, as tecnologias situam-se entre 40 – 60 Euros por tonelada de CO<sub>2</sub> capturada e armazenada.

As grandes guerras mundiais, ocorridas no século passado, também foram responsáveis pelo grande aumento das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, nomeadamente devido à utilização de combustíveis fósseis em larga escala.

Das seguintes figuras, que representam a evolução de emissões para a atmosfera, pode inferir-se o seguinte:

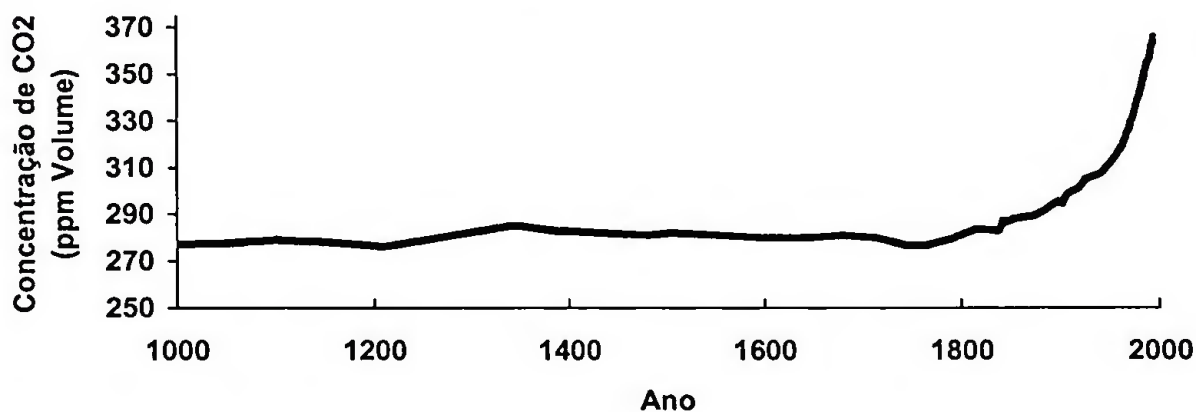
- Figura 1, a evolução das emissões globais mundiais anuais de CO<sub>2</sub>, entre os anos 1900 e 1998. Verifica-se que entre os anos referidos o valor anual praticamente aumentou 25 vezes;
- Figura 2, evolução da concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera ao longo dos últimos 1000 anos. É notório o incremento nos últimos 200 anos (exponencial).

Figura 1 – Evolução das emissões globais de CO<sub>2</sub> entre 1900 e 1998.



Fonte: *World Watch Institute*

Figura 2 – Evolução da concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera nos últimos 1000 anos.



Fonte: *World Watch Institute*

As alterações climáticas têm sido objecto de análise pormenorizada desde os anos 70, sendo que na última década do século XX, a comunidade mundial, consciente das consequências resultantes da libertação de GEE, decidiu agir de forma colectiva e objectiva.

Em 1992, ocorreu a Convenção – Quadro sobre Alterações climáticas das Nações Unidas, resultando a fundação dos esforços multilaterais para tentar solucionar o problema, que até então se tinha vindo a desenvolver.

O objectivo principal desta convenção, resume-se no artigo segundo “*estabilização das concentrações de GEE na atmosfera, em valores que evitem interferência antropogénica perigosa no sistema climático*<sup>1</sup>”.

Da referida convenção, resultou um compromisso dos países desenvolvidos, de adopção de medidas para estabilizar as emissões de GEE no ano de 2000, em relação a valores verificados em 1990. Na UE, este objectivo foi aprovado na Decisão 94/69/CE do Conselho de 15 de Dezembro de 1993. No entanto, os países pertencentes à UNFCCC, verificaram que os compromissos assumidos para redução de emissões de GEE, não eram suficientes para evitar a progressão galopante das alterações climáticas, pelo que em 1997, foi adoptado o Protocolo de Quioto da Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas.

Todas as partes envolvidas, assumiram compromissos gerais, no entanto, os países considerados industrializados, aos quais são imputadas a maioria das emissões de GEE, verificadas tanto no passado como no presente, assumiram reduzir as quantidades libertadas para a atmosfera.

Os países industrializados, identificados no ANEXO 1 do Protocolo de Quioto<sup>2</sup>, assumiram reduzir as emissões de seis gases considerados essenciais para a formação do efeito estufa, durante o primeiro período de compromisso que decorre entre 2008-2012, para valores inferiores em 5%, relativamente aos níveis verificados em 1990.

O Protocolo de Quioto foi rectificado<sup>3</sup> recentemente, correspondendo a uma situação em que mais de 55 países responsáveis por 55% das emissões de CO<sub>2</sub>, assumiram os compromissos anteriormente estabelecidos. Até à presente data, tanto os Estados Unidos da América, como a Austrália, não rectificaram o Protocolo de Quioto.

Além de acções nacionais para redução das emissões de CO<sub>2</sub>, cada país incluído no ANEXO 1 do Protocolo de Quioto, pode utilizar um dos seguintes instrumentos denominados Mecanismos Flexíveis de Quioto, para atingir os objectivos propostos para redução das emissões de CO<sub>2</sub>:

---

<sup>1</sup> Fonte: UNFCCC - *United Nations Framework Convention on Climate Change*, 1992, p.9.

<sup>2</sup> Fonte: *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, 1997.

<sup>3</sup> Fonte: *Kyoto Protocol Status of Rectification*, UNFCCC, 8 de Julho de 2004.

- Implementação Conjunta, IC;
- Mecanismos de Desenvolvimento Limpo, MDL;
- Implementação de um Mercado de Emissões, ME.

Na 7ª Conferência das Partes (COP7), que ocorreu em Novembro de 2001, foram definidos os Acordos de Marraquexe, tendo sido acordadas as modalidades para implementação de cada um dos mecanismos flexíveis.

Os instrumentos definidos no Protocolo de Quioto MDL e IC, pretendem promover actividades com custos comportáveis que resultem na redução de emissões de GEE, contribuindo para o desenvolvimento sustentável, e de igual forma, apresentando opções de investimento com uma relação custo – benefício interessante, para os diversos operadores que tenham de reduzir as suas emissões.

A IC, e os MDL, são instrumentos do Protocolo de Quioto, a aplicar nomeadamente por privados, que permitem criar uma maior flexibilidade aos diversos estados, para atingir os seus objectivos. O Acordo de Marraquexe, prevê a sua realização em países cujos compromissos de redução de emissões são diferentes, estando por este motivo sujeitos a condições de projecto diferentes.

Os projectos de IC, deverão ser implementados em países desenvolvidos, ou cuja economia se encontre em fase de transição, tendo os países participantes que ser em número de pelo menos 2, e deverão ter assumido um valor limite de emissões. As reduções de emissões verificadas pelos projectos IC, denominam-se Unidades de Redução de Emissões – URE, sendo atribuídas pelo país onde é aplicado o projecto, pelo que resulta numa transferência de emissões de um país para outro, no entanto o valor global de emissões permanecem o mesmo.

Relativamente aos projectos de MDL, estes podem ocorrer em países em desenvolvimento, os quais não possuem objectivos quantitativos de redução de emissões.

Aos MDL encontram-se associadas taxas por transacção, em que as unidades transaccionáveis são denominadas Certificados de Redução de Emissões, CREs, as quais resultam da implementação de projectos previamente certificados.

Os CREs podem ser adicionados às quotas de emissão dos países do ANEXO 1 do Protocolo de Quioto, com limites máximos percentuais relativamente ao total, evitando-se assim a limitação de uso deste mecanismo. A implementação de MDL, deverá ter em consideração, os factores culturais e sociais dos países onde serão implementados projectos, bem como a biodiversidade natural existente.

## **2.2 Regime comunitário de comércio de licenças de emissão**

A opção de criação de um mercado de emissões entre os diversos países da UE, coaduna-se com os mecanismos previstos no Protocolo de Quioto.

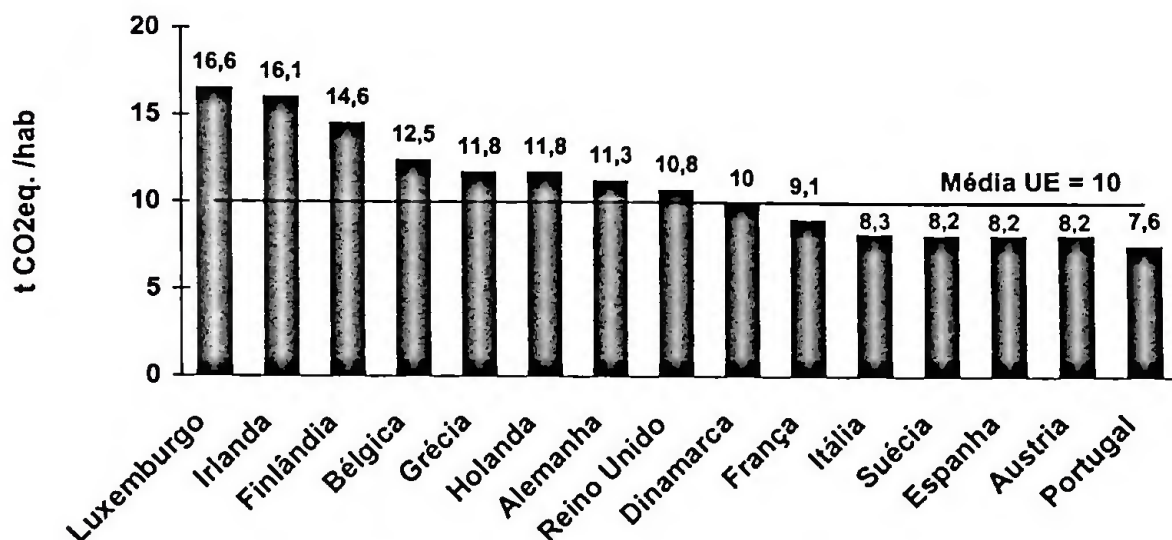
O Livro Verde sobre o Comércio de Licenças de Emissão de Gases com Efeito Estufa da UE, foi o pilar para o início do debate europeu sobre a necessidade e possível operação de um mercado bolsista de licenças de emissão de GEE, nomeadamente o CO<sub>2</sub>.

Por outro lado, através do Programa Europeu para as Alterações Climáticas, foram estudadas políticas e medidas comunitárias, incluindo um regime para o comércio de licenças de emissão de GEE na UE. A principal conclusão do programa referido, aponta para a necessidade urgente de acções concretas a nível comunitário, para a implementação de medidas de redução de emissões.

A UE, através da decisão 2002/358/CE do Conselho de 25 de Abril de 2002, aprovou o Protocolo de Quioto, pelo que os Estados – Membros devem reduzir as suas emissões antropogénicas agregadas de GEE.

Apesar da maioria dos países participantes incluídos no ANEXO I do Protocolo de Quioto, terem assumido o compromisso de reduzir as emissões entre 6% e 8%, a UE assumiu um compromisso de reduzir as emissões em 8%, durante o primeiro período de compromisso assumido, 2008-2012, relativamente aos níveis de emissões verificados em 1990. Na Figura 3, podem observar-se as quantidades de emissões *per capita* verificadas em 1990 nos diversos Estados – Membros da UE, e o valor médio de emissões, com base no qual foram calculados os valores de compromisso que deverão ser verificados no ano 2010. Pode concluir-se que, se não forem tomadas medidas efectivas que permitam reduzir as emissões até ao ano 2010, os valores limite impostos pelo Protocolo de Quioto não serão cumpridos.

Figura 3 – Emissões *per capita* de CO<sub>2</sub> verificadas em 1990 em países da UE.



Fonte: Eurostat

No Quadro I, encontram-se quantificados os compromissos de limitação ou redução de emissões, para efeitos de determinação de níveis atribuídos à Comunidade Europeia e aos seus Estados – Membros, nos termos do Artigo 4º do Protocolo de Quioto, e a respectiva quantificação *per capita*, comparativamente ao ano de 1990<sup>4</sup>. O compromisso de redução da Comunidade Europeia em 8% das emissões equivalentes de CO<sub>2</sub> relativamente ao ano de referência, encontra-se estabelecido no Anexo B do Protocolo de Quioto. De acordo com o apresentado, a redução limite de 8% do valor global de emissões a ocorrer na UE em 2010, será em média cerca de 9,2 g equivalentes de CO<sub>2</sub> por habitante.

O Sexto Programa Comunitário de Acção Ambiental, a decorrer entre 2001-2010, resultante da decisão N.º 1600/2002/EC do Parlamento Europeu, a par da rectificação do Protocolo de Quioto pela UE, constitui um dos principais desafios da actual década, tendo identificado as alterações climáticas como um domínio prioritário de acção. Além da redução referida, entre 2008-2012 de 8% de GEE relativamente a valores de 1990, a longo prazo, as emissões deverão ser reduzidas em aproximadamente 70%.

<sup>4</sup> Fonte: Decisão 2002/358/CE do Conselho de 25 de Abril de 2002.

**Quadro I – Compromissos de limitação ou redução de emissões para os países da UE.**

<b>País</b>	<b>%limitação (+) /redução (-)</b>	<b>t eq. CO<sub>2</sub> per capita em 2010</b>
<b>Luxemburgo</b>	<b>-28%</b>	<b>12,0</b>
<b>Irlanda</b>	<b>13%</b>	<b>18,2</b>
<b>Finlândia</b>	<b>0%</b>	<b>14,6</b>
<b>Bélgica</b>	<b>-8%</b>	<b>11,5</b>
<b>Grécia</b>	<b>25%</b>	<b>14,8</b>
<b>Holanda</b>	<b>-6%</b>	<b>11,1</b>
<b>Alemanha</b>	<b>-21%</b>	<b>8,9</b>
<b>Reino Unido</b>	<b>-13%</b>	<b>9,4</b>
<b>Dinamarca</b>	<b>-21%</b>	<b>7,9</b>
<b>França</b>	<b>0%</b>	<b>9,1</b>
<b>Itália</b>	<b>-7%</b>	<b>7,7</b>
<b>Suécia</b>	<b>4%</b>	<b>8,5</b>
<b>Espanha</b>	<b>15%</b>	<b>9,4</b>
<b>Áustria</b>	<b>-13%</b>	<b>7,1</b>
<b>Portugal</b>	<b>27%</b>	<b>9,7</b>
<b>Média UE</b>	<b>-8%</b>	<b>9,2</b>

Fonte: *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*

Para sedimentar os objectivos ambientais, a Comissão Europeia apresentou uma proposta de directiva, a qual estabelecia um mecanismo de comercialização de emissões de dióxido de carbono, com origem em diversas instalações fixas, tais como centrais termoeléctricas consumindo combustíveis fósseis, caldeiras, refinarias, fábricas de cimento, pasta de papel, papel, cartão, materiais cerâmicos, calcário e vidro, tendo sido determinado que estas indústrias são responsáveis por 46% das emissões de GEE.

A Decisão 93/389/CE do Conselho, de 24 de Junho de 1993, estabelece um mecanismo de monitorização de emissões de GEE, e de avaliação de progressos obtidos no cumprimento dos compromissos, permitindo aos Estados – Membros a determinação da quantidade total de licenças de emissão a atribuir.

Na Directiva emitida a 18 de Março de 2003, foi constituída uma posição comum entre todos os Estados – Membros, tendo sido estabelecido o ano de 2005 para início do mercado de emissões de CO<sub>2</sub>, igualmente aplicado aos países que se encontram em fase de adesão à UE.

O CO<sub>2</sub> representa a maior quantidade de GEE emitidos pelos países industrializados, representando em 1990 aproximadamente 80%<sup>5</sup>. Este elemento, é uma referência relativamente aos valores de emissão, pois verifica-se uma correspondência, de um para um, entre o carbono existente nos combustíveis fósseis e o CO<sub>2</sub> emitido.

Relativamente aos restantes GEE, torna-se mais difícil efectuar a correspondência para determinar os valores emitidos. Por seu lado, e até que surja uma tecnologia economicamente viável que permita sequestrar o CO<sub>2</sub>, a utilização de combustíveis fósseis deverá apresentar uma tendência de limitação.

A Directiva 2003/87/CE de 13 de Outubro de 2003, estabelece a criação de um regime de comércio de licenças de emissão de GEE na UE, alterando a Directiva anterior 96/61/CE do Conselho.

Esta recente Directiva, pretende preservar a integridade do mercado interno e evitar distorções da concorrência, criando disposições relativas à atribuição de licenças de emissão pelos Estados – Membros, aos diversos operadores que irão actuar neste mercado.

A atribuição dos direitos de emissão a cada Estado – Membro, considera o potencial de redução de emissões das actividades industriais referidas, pelo que estão a ser atribuídos os direitos de emissão aos diversos operadores, de acordo com o PNALE – Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub>, baseados em critérios comuns. Os limites de emissões deverão ser registados por cada Estado – Membro e, aos operadores que emitam GEE, considerados elegíveis, será solicitada a entrega às autoridades estatais, licenças de emissão equivalentes às que foram efectuadas durante o ano precedente.

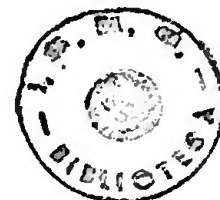
Os PNALE apresentados pelos diversos países da UE já foram na sua maioria aprovados, incluindo o de Portugal e de Espanha. Na sequência do referido, Portugal através da resolução 53/2005 aprovou o PNALE proposto à Comunidade Europeia.

No Quadro II, apresentam-se as datas chave relativas à criação e início de desenvolvimento do comércio de licenças de emissão na UE.

---

<sup>5</sup> Fonte IPE, 1998.

Quadro II – Datas chave relativas à criação do mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na UE.



Data	Tarefa
Finais de Janeiro de 2004	Os operadores candidatam-se às licenças de emissão.
Março de 2004	As autoridades atribuem as licenças de emissão.
31 de Março de 2004	Os PNALE são submetidos à Comissão para aprovação.
31 de Março de 2004	Aos operadores incluídos no PNALE são divulgadas as atribuições de licenças de emissão.
30 de Setembro de 2004	Decisão final sobre a atribuição de licenças de emissão.
1 de Janeiro de 2005	Início do comércio europeu de licenças de emissão. É requerido a todos os operadores a posse de licenças de emissão de acordo com as suas necessidades.
±28 de Fevereiro de 2005	Prazo limite de alocação de licenças de emissão às diversas instalações.
31 de Dezembro de 2005	Final do primeiro período de cumprimento.
±28 de Fevereiro de 2006	Prazo limite para alocação de licenças de emissão às diversas instalações.
30 de Abril de 2006	Entrega de licenças correspondentes às emissões verificadas em 2005.

Fonte: UE: *Consultation Paper on the Implementation of the UE Emissions Trading Scheme*, 2003

As entidades administrativas dos diversos Estados – Membros, deverão atribuir os limites de emissões de GEE aos diversos operadores de instalações, abrangidas por esta Directiva. De igual forma, estas entidades deverão estabelecer os procedimentos e mecanismos que permitam monitorar e elaborar relatórios relativos à emissão de GEE.

As actividades abrangidas por esta directiva são as seguintes:

- Actividades no sector de energia;
- Produção e transformação de materiais ferrosos;
- Indústria mineral;
- Pasta de papel, papel e cartão.

Além das actividades referidas, as instalações de combustão cuja potência térmica seja superior a 20 MWth<sup>6</sup>, mesmo que pertencentes a sectores de actividade não constantes no ANEXO I da Directiva, tais como actividades têxteis, agro – alimentar, química, etc., são consideradas como actividades no sector da energia.

Após o período de 5 anos, a decorrer entre 2008 e 2012, as transferências de licenças de emissão para outro Estado – Membro, implicam a adaptação correspondente das licenças de emissão, face às reduções de GEE efectuadas.

Os operadores detentores de direitos de emissão com GEE são obrigado a monitorar e comunicar as suas emissões ao Estado – Membro onde exerça a sua actividade, estando sujeitos a penalidades em caso de infracção da Directiva 2003/87/CE.

As novas instalações que venham a entrar em serviço no espaço comunitário, estarão sujeitas ao regime de atribuição de licenças de emissão, podendo no entanto a directiva ser alargada à atribuição de licenças de outros GEE.

Do que foi referido, salienta-se que os operadores dos diversos tipos de instalações incluídas pela directiva 2003/87/CE, poderão comprar ou vender os seus direitos de emissão na bolsa de CO<sub>2</sub><sup>7</sup>. Desta forma, se um operador reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, o montante em excesso que lhe está atribuído pode ser comercializado, traduzindo-se num benefício económico. Por outro lado, se um operador de uma determinada instalação exceder os seus direitos de emissão, pode adquirir licenças de emissão no mercado. De qualquer forma, é garantida a redução de emissões global, e incentivada a alteração da tecnologia de produção, para outra mais eficiente.

Aos operadores de determinadas instalações que no decurso da sua actividade excedam as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> que lhe foram atribuídas, não apresentando as quantidades necessárias, será aplicada uma penalidade. Além desta Directiva Comunitária, os Estado – Membros podem desenvolver e estabelecer regimes nacionais de comércio de emissões, nos quais sejam controladas as licenças de emissão de GEE de outras actividades, ou instalações temporariamente excluídas do regime comunitário.

---

<sup>6</sup> MWth – Potência térmica da fonte primária.

<sup>7</sup> Actualmente no site [www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com) já é possível verificar este facto.

A directiva comunitária integra as emissões directas de GEE, limitando num quadro regulamentar a quantidade total de emissões, especificando a quantidade total de emissões correspondentes a cada estado membro.

O PNALE elaborado por cada Estado – Membro, incluiu:

- i) A quantidade total de licenças de emissão que são atribuídas no período considerado,
- ii) A forma como serão atribuídas, i.e., a cada operador pertencente a cada Estado – Membro, e que se encontrem abrangidos pela norma, serão atribuídas licenças de emissão.

Além dos critérios para elaboração dos PNALE, definidos no ANEXO 3 da Directiva 2003/87/CE, os restantes critérios considerados pelos Estados – Membros deveriam ser objectivos e transparentes, e.g., cada estado membro teve liberdade para definir quais os consumos de combustível que devem ser considerados, tais como o calor e a electricidade.

Durante um período de 3 anos, a partir de 1 de Janeiro de 2005, os Estados – Membros distribuíram gratuitamente, aproximadamente 95% das licenças. Relativamente ao período seguinte, com a duração de 5 anos, a contar a partir de Janeiro de 2008, e por períodos idênticos subsequentes, deverão ser distribuídas, com 12 meses de antecedência e gratuitamente, 90% das licenças de emissão. Ao serem considerados estes períodos, a cada operador é dada a possibilidade de manter as licenças de emissão durante um período entre 3 a 5 anos.

As licenças atribuídas para o ano posterior podem ser mantidas, pelo que, a parcela total de licenças correspondentes ao ano transacto e ao ano posterior podem ser utilizadas pelo operador. Após 4 meses do início do 1º período de 3 anos, as licenças que tiverem caducado e não tenham sido devolvidas e anuladas, deverão ser anuladas pelas autoridades competes. No entanto, os Estados–Membros podem conceder licenças, para o período em curso, de forma a substituir as que tenham sido anuladas. Esta medida permite uma maior flexibilidade, garantindo que em condições excepcionais de exploração, o operador possa manter a sua actividade sem penalizações.

Adicionalmente, a Directiva inclui a possibilidade de incremento de licenças de emissão por parte dos Estados – Membros, entre 3 a 5 anos, pois não define qual a proporção a ser atribuída, mas sim que uma proporção de direitos de emissão deve ser aplicada.

As emissões directas de certas actividades, são incluídas num quadro regulamentar, sendo estabelecido um limite máximo para a quantidade total de emissões, pelo que o regime comunitário de comércio de emissões, exclui o risco de contagem dupla. Como exemplo, considere-se o facto de que os sectores de produção de calor e electricidade são devidamente caracterizados, pelo que os Estados – Membros não podem conceder licenças de emissão a instalações que produzam electricidade a partir de fontes livres de carbono, ou a instalações que consumam electricidade, calor ou vapor, sendo estas últimas fontes de emissão indirectas. É óbvio que os PNALE, não atribuem às fontes de energia livres de carbono quaisquer licenças de emissão.

Por outro lado, levanta-se a possibilidade de haver contagem dupla de créditos de emissão, nomeadamente devido à implementação de projectos de IC ou MDL, sendo por este motivo proibida, pois uma tonelada de emissões apenas deve ser contada e compensada uma única vez. A nível económico, a contagem dupla de emissões, pode originar uma distorção da concorrência no futuro mercado europeu liberalizado de energia.

Entre 2005 e 2008, os operadores de instalações que não devolverem até 30 de Abril de cada ano, as licenças de emissão necessárias, para o decurso da sua actividade ocorrida no ano transacto, deverão ser obrigados a pagar uma multa pelas emissões excedentárias, valorizadas a 40 €/tonelada equivalente de dióxido de carbono emitido. No entanto, mesmo que seja aplicada a sanção tal como referida, o operador deverá entregar uma quantidade de licenças de emissão, equivalente às emissões excedentárias, quando devolver as licenças de emissão do ano civil subsequente. A partir de 2008, o valor previsto da multa a aplicar, subirá para 100 €/tonelada, mantendo os pressupostos referidos.

A atribuição de novas licenças, deve ter em atenção o acesso de novos operadores ao mercado, permitindo a sua entrada no mercado e desenvolvimento da sua actividade, reduzindo desta forma as barreiras à entrada.

Os Estados – Membros, podem transferir licenças de emissão entre utilizadores no interior da comunidade, e utilizadores de países terceiros, que sejam enumerados no Anexo B do Protocolo de Quioto, e que o tenham ratificado, permitindo o reconhecimento mútuo de licenças de emissão, entre o regime comunitário e outros regimes de comércio de emissões de GEE, tal como disposto no artigo 300º do Tratado. A Comunidade deve estabelecer as disposições necessárias para reconhecer as licenças de emissão no âmbito do referido acordo.

Por outro lado, os Estados – Membros devem assegurar que as licenças de emissão são reconhecidas entre si, devendo manter em aberto a possibilidade de anular títulos de emissão a pedido do titular.

Considerando a existências de situações de força maior, que inibem o cumprimento de limites de emissão, foi prevista a possibilidade de ser solicitada a emissão de mais licenças, desde que devidamente justificadas e aceites.

A UE prevê que operadores que realizem actividades semelhantes, criem agrupamentos de instalações, devendo apresentar um pedido à autoridade competente, e nomear um administrador. A este administrador, será concedida a quantidade total de licenças de emissão, devendo o mesmo efectuar a sua devolução, cumprindo o estipulado pela Directiva Comunitária, caso contrário, ficará sujeito a sanções. Em caso de incumprimento das sanções por parte do administrador nomeado, cada instalação integrada no agrupamento, será responsável pelas suas próprias emissões.

### **2.3 Possíveis impactos sociais e económicos**

A criação de uma bolsa relativa ao comércio europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, CELE, deverá permitir obter um menor preço de mercado para os direitos de emissões, possibilitando às empresas, menores custos para cumprimento do solicitado. No entanto, e devido à complexidade do problema, não foi possível determinar o real impacto económico associado à criação de um mercado de emissões na UE.

Relativamente ao impacto social, é expectável que a criação de um mercado de emissões, permita que os produtores possam desenvolver novas tecnologias e investimentos directos, para redução de emissões de CO<sub>2</sub>, e posterior comercialização.

Outros impactes sociais, prendem-se com a criação de novas oportunidades de carreira, devido à criação de um novo mercado, originando novos trabalhos na área de engenharia e serviços. De igual forma, através do estímulo de investimento directo em países exteriores à UE, os impactes sociais também poderão ter consequências semelhantes. Os instrumentos do Protocolo de Quioto, IC e MDL, ao poderem ser aplicados em países terceiros, permitem a transferência de tecnologia e a criação de um conjunto de competências locais para sua implementação.

Foi elaborado pela UE, um modelo para permitir analisar o impacte expectável da interacção entre os MDL e IC com o mercado de emissões da UE, no entanto, e tal como esperado, este modelo apresenta uma grande incerteza na quantificação dos problemas, devido nomeadamente à metodologia aplicada.

Foi possível concluir com este modelo, que a proposta da UE para a criação de um mercado de emissões de CO<sub>2</sub>, é economicamente benéfica, podendo verificar-se que os diversos operadores cheguem a atingir uma economia de aproximadamente 0,5 mil milhões de Euros, acompanhados por uma redução de custos de licenças de emissão em mais de 50%, comparativamente com uma situação em que não existia previamente este mercado de emissões, apenas uma obrigatoriedade de redução de emissões. Relativamente às questões ambientais, é expectável que a implementação de projectos em países terceiros, resultem em reduções equivalentes de emissões de CO<sub>2</sub> em aproximadamente 100 milhões de toneladas por ano.<sup>8</sup>

Através da implementação do CELE, prevê-se que a capacidade institucional para desenvolver projectos em países terceiros, tenha um impacto positivo em diversas áreas de interesse e de futuro na UE.

Em Julho de 2003, a UE publicou uma proposta de Directiva, que visa alterar a que se encontra actualmente em vigor, pretendendo autorizar a utilização, a partir de 2008, dos créditos de emissão resultantes de projectos desenvolvidos de acordo com os MDL e IC.

Os projectos de IC podem ocorrer entre dois Estados – Membros da UE, e apesar do valor global de emissões no interior da UE permanecer o mesmo, pode verificar-se a existência de potencial para aplicações.

---

<sup>8</sup> Fonte: *Commission of the European Communities* – COM(2003)403 Final, 2003.

O regime comunitário considera os projectos relativos a MDL e IC, como mecanismos importantes para a redução de emissões globais de GEE, devendo permitir obter uma relação custo/benefício comportável para a sua implementação. No entanto, o regime comunitário é claro ao afirmar que os mecanismos referidos apenas devem complementar as acções internas para redução de emissões.

É esperado que seja principalmente o sector privado a incentivar projectos de IC e de MDL, no entanto o incentivo para os projectos referidos apenas deverá ser acolhido pelas empresas, quando os diversos Estados – Membros obrigarem as mesmas a reduzir as suas emissões de GEE a nível nacional.

Apesar da Comunidade e os seus Estados – Membros, terem acordado internacionalmente que é necessário que “a utilização dos mecanismos seja suplementar às acções nacionais”<sup>9</sup>, o mercado de emissões ao nível Comunitário possui algumas restrições. Desta forma, os Estados – Membros não podem tomar decisões individuais relativamente aos créditos que serão reconhecidos no âmbito do regime comunitário, pelo que os créditos gerados pelos MDL e IC irão ser monitorizados de perto, sendo ou não autorizada a sua conversão para utilização no regime comunitário.

A explicação para este facto, prende-se com a possibilidade de que ao serem concedidos acessos ilimitados aos créditos de IC e MDL, podem ocorrer efeitos económicos tanto positivos como negativos, e.g., por meio da transferência das reduções das emissões para fora da UE, perdem-se os benefícios ambientais resultantes das reduções das emissões de GEE, pelo que existe a possibilidade de não incentivar as reduções de emissões na UE.

Por outro lado, ao provocar uma descida de preço de mercado do valor da bolsa de CO<sub>2</sub>, poderia atrasar-se o desenvolvimento de tecnologias de redução de emissões mais eficientes na UE, que a médio e longo prazo, são essenciais para minimizar ainda mais as emissões de GEE. Este assunto, é considerado no Protocolo de Quioto, determinando que a aquisição de UREs deve ser complementar às acções nacionais destinadas a satisfazer os compromissos assumidos ao abrigo do Artigo 3, e que as Partes, podem

---

<sup>9</sup> Fonte: *Kyoto Protocol Implementation, Impacts of Linking JI and CDM credits to the European Emission Allowance Trading Scheme*, 2003.

utilizar as reduções certificadas de emissões resultantes dessas actividades de projecto, como contributo para cumprimento parcial dos seus compromissos de redução. Posteriormente, nos Acordos de Marraquexe, foi definido que a utilização dos mecanismos deve ser suplementar às acções nacionais.

De acordo com o que foi referido, os países em desenvolvimento pretendem que os países industrializados, tomem medidas significativas para reduzir as emissões nos seus próprios territórios. Embora os primeiros estejam interessados nos investimentos que recorram a MDL, não pretendem assumir mais compromissos para combater as alterações climáticas, caso os países industrializados não tomem medidas significativas para reduzir as suas próprias emissões.

Estima-se que a utilização pelos diversos operadores de MDL e IC, permitam benefícios na redução do preço das Licenças de Emissão para metade do valor que estas tomarão, caso não sejam considerados os créditos daí provenientes. De igual forma, estima-se que as instalações abrangidas pelo regime comunitário na UE alargada, tenham uma economia de 700 milhões de Euros, o que se traduz na possibilidade dessas instalações poderem aumentar em cerca de 111 milhões de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> as suas emissões, comparativamente ao nível de referência sem essa ligação<sup>10</sup>.

Os incentivos económicos para aplicação dos instrumentos do Protocolo de Quioto, resultam das receitas provenientes do valor comercial dos créditos de emissões. Os créditos de emissões provenientes da implementação dos instrumentos de Quioto podem ser utilizados pelas diversas partes envolvidas, enquanto que as companhias podem vender os seus direitos de emissão de GEE no mercado bolsista.

O objectivo global pretendido, levou à criação do regime comunitário, o qual pode ser mais facilmente atingido, através de uma acção conjunta dos Estados – Membros, pelo que a UE pode tomar medidas de subsidiação.

Os créditos provenientes da IC e dos MDL, apenas serão aceites, para a utilização no regime comunitário do comércio de licenças de emissão, a partir de 2008.

---

<sup>10</sup> Fonte: *Commission of the European Communities: Amending Directive establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project based mechanisms*, COM(2003)403 Final, 2003.

Não obstante, de acordo com n.º 10 do 12º artigo do Protocolo de Quioto, relativo aos MDL, as RCE obtidas antes do primeiro período de cumprimento, 2008-2012, podem ser utilizadas para auxiliar no cumprimento dos compromissos assumidos relativamente a esse período. Por este motivo, a previsão na legislação comunitária da utilização de créditos de MDL antes de 2008, não seria compatível com a abordagem do Protocolo de Quioto. No entanto, a certeza de aceitação no âmbito do regime comunitário, constitui um estímulo adicional para o MDL na fase inicial, sendo expectável que os custos de transacção e os riscos associados a estes projectos sejam reduzidos. Relativamente aos projectos baseados na IC, os Acordos de Marraquexe, estipulam que as UREs apenas serão emitidas para um período a contabilizar a partir de 2008, pelo que não podem existir antes desta data.

Além do que foi referido, a criação do CELE associado ao CO<sub>2</sub>, deverá permitir criar sinergias com outros projectos, nomeadamente no desenvolvimento de novas tecnologias e na criação de parcerias com outros países. No caso da utilização de energias renováveis, a substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia limpas, para produção de calor e electricidade, deverá permitir atingir ganhos importantes na redução de emissões de gases com efeito estufa. Desta forma, o regime comunitário de licenças de emissão, não considera as energias renováveis, dado que não emitem CO<sub>2</sub>. Considerando o referido, a instalação de sistemas de produção de calor e electricidade com recurso a energias renováveis, apresentam as seguintes vantagens:

- Não necessitam licenças de emissão;
- Comparativamente a instalações que recorram a combustíveis fósseis, as quais necessitam de licenças de emissão, o tempo de autorização para início de exploração e respectivos custos de implementação, deverão ser menores.

No respeitante ao mercado energético com base em combustíveis fósseis, a forma de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, passam por utilizar tecnologias com maior eficiência energética, incluindo a tecnologia de cogeração<sup>11</sup>. Estas soluções, permitem que as emissões efectuadas de CO<sub>2</sub> por unidade de energia produzida sejam menores.

---

<sup>11</sup> Cogerações são instalações que efectuam a produção combinada de calor e electricidade.

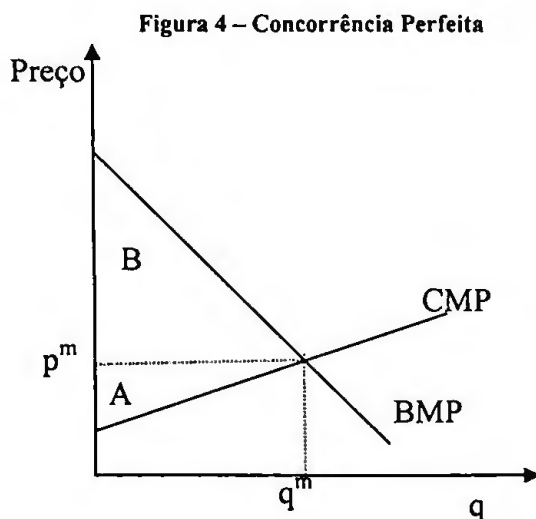
## 2.4 Fundamentos económicos

### 2.4.1 Teoria das externalidades

Em cada sociedade os recursos existentes e a tecnologia disponível, são factores limitativos, pelo que cada economia deverá determinar que bens devem ser produzidos, como é que esses bens devem ser produzidos e para quem são produzidos.

O equilíbrio geral dos mercados, estabelece os preços e as quantidades, de modo a que a utilidade marginal de cada bem, para o conjunto dos consumidores, iguale o custo marginal de cada bem, para a sociedade. Segundo Samuelson, a economia de mercado é a forma mais eficiente de afectar os recursos escassos numa economia, porque de acordo com o teorema fundamental do bem-estar, desde que os produtores e os consumidores actuem como tomadores dos preços, haja um mercado para cada bem e factor produtivo, o equilíbrio geral corresponde a uma afectação óptima e eficiente no sentido de Pareto. Adicionalmente, caso se verifiquem as hipóteses subjacentes ao modelo competitivo, a concorrência perfeita é economicamente eficiente. Na Figura 4, caracteriza-se esta situação de concorrência perfeita.

No eixo horizontal, representa-se a quantidade produzida de um bem e no eixo vertical, o preço. A curva da procura, representada por BMP, reflecte os benefícios marginais privados, resultantes do consumo de uma unidade adicional do bem, e a curva da oferta da indústria, representada por CMP, reflecte os custos marginais privados da produção de uma unidade adicional do bem.



Fonte: Verhoef, E. (1997)

Neste caso, é assegurada a maximização do bem-estar social, no ponto de equilíbrio do mercado, ( $p^m$ ,  $q^m$ ), situação em que os benefícios marginais privados, igualam os custos marginais privados. Este ponto é referido como um óptimo de Pareto. O bem-estar social máximo é, nesta situação, traduzido pelo excedente social e é dado pela área A+B.

Quando algumas das hipóteses subjacentes ao modelo competitivo não se verificam, o mercado deixa de assegurar uma afectação óptima no sentido de Pareto, situação referida como falha de mercado. Entre outras circunstâncias, as externalidades estabelecem situações em que o mercado, não consegue afectar eficientemente os recursos produtivos, não se verificando as condições do primeiro teorema fundamental do bem-estar social, podendo ocorrer a referida falha de mercado.

Segundo Mas-Colell *et al* (1995), “Existe uma externalidade sempre que o bem-estar de um consumidor ou as possibilidades de produção de uma empresa são directamente afectados pelas acções de outro agente na economia”.

Nos mercados de produção de energia eléctrica, a falha de mercado poderá ocorrer, por exemplo, devido à existência de externalidades negativas e positivas, relativas à degradação ou melhoria da qualidade ambiental, as quais não se encontram internalizadas nas decisões económicas dos agentes.

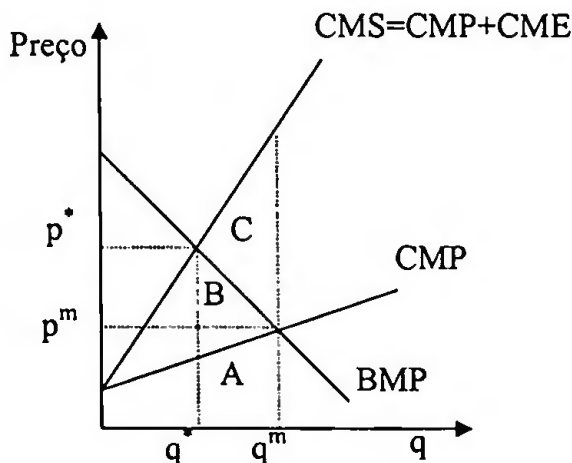
Na Figura 4, representou-se o caso de concorrência perfeita, em que não se verifica a ocorrência de quaisquer externalidades. Nas figuras seguintes, representam-se as situações em que ocorrem externalidades negativas, positivas e ambas simultaneamente.

Para simplificação da análise, considera-se que todos os produtores têm a mesma tecnologia, causando o mesmo impacto sobre a actividade de outras empresas e sobre o conjunto dos indivíduos da sociedade.

A situação caracterizada na Figura 5, refere-se à ocorrência de externalidade negativa. Na situação de ocorrência de externalidades negativas, os custos marginais privados de produção do bem são inferiores aos custos marginais sociais (CMS), resultando estes últimos, da soma do custo marginal privado (CMP) e do custo marginal externo (CME).

De acordo com o primeiro teorema fundamental da economia do bem-estar, a eficiência só será alcançada se o benefício marginal privado, igualar o custo marginal social que inclui todos os custos que resultam da produção do bem. A quantidade de produção eficiente no sentido de Pareto corresponderá a  $q^*$ .

Figura 5 – Presença de externalidade negativa



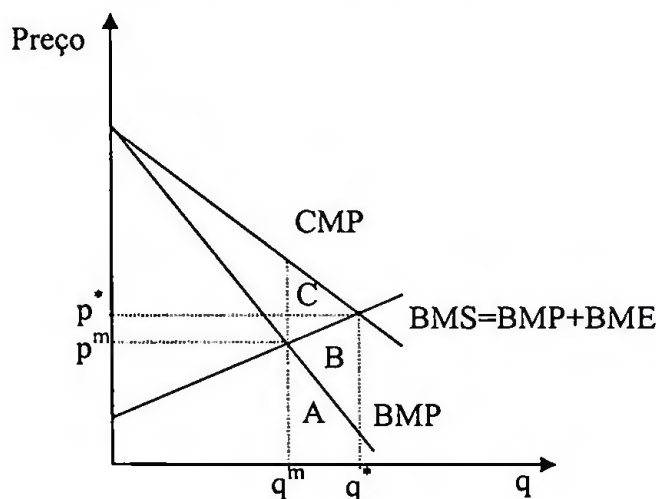
Fonte: Verhoef, E. (1997)

Considerando custos externos, o custo de mercado da produção do bem não representa o seu custo de oportunidade do ponto de vista da sociedade, e tratando-se de um custo baixo, ele conduz a um nível de produção socialmente elevado  $q^m$ , em que  $q^m > q^*$ . Considerando o referido, verifica-se uma perda de bem-estar face ao nível de produção eficiente  $q^*$ , que corresponde à área C.

Esta perda de bem-estar resulta do aumento dos custos associados a uma maior produção, representados pela área abaixo da função de custos relevante, e que é a curva do CMS, entre  $q^m$  e  $q^*$  (área  $A+B+C$ ), que são parcialmente compensados pelos ganhos resultantes dos benefícios associados ao aumento na quantidade consumida, equivalentes à área localizada na zona inferior da curva de procura (BMP), entre  $q^*$  e  $q^m$  (área  $A+B$ ). Para maximizar o bem-estar social na presença de externalidade negativas, é necessário restringir actividades ao nível  $q^*$ , onde o custo marginal social iguala o benefício marginal e a perda de bem-estar C é evitada (Verhoef, 1997).

A Figura 6, representa a situação oposta, quando se verifica a existência de externalidades positivas.

Figura 6 – Presença de externalidade positiva.



Fonte: Verhoef, E. (1997)

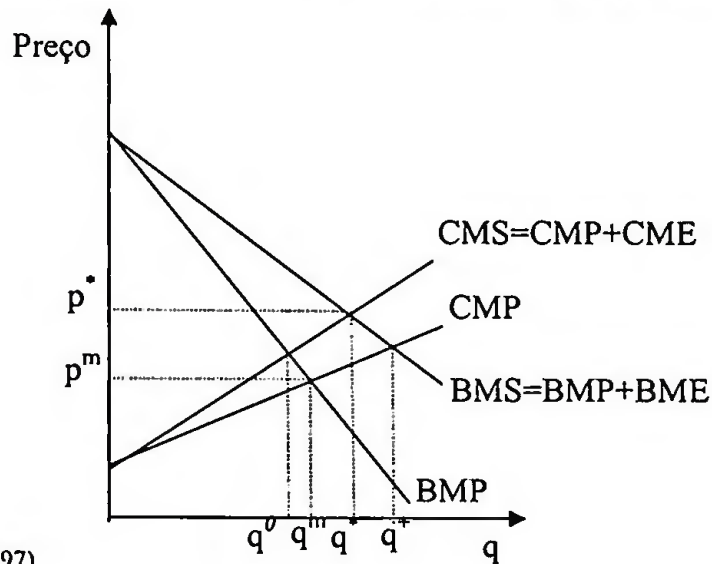
Nesta situação, o benefício marginal social de produção do bem (BMS), que inclui o benefício marginal privado e o benefício marginal externo (BME), é superior ao benefício marginal privado.

O nível de produção eficiente, corresponderá a  $q^*$ , em que é maximizado o bem-estar social. Neste caso, e em oposição à situação anterior, o benefício privado da produção do bem não representa o seu benefício do ponto de vista da sociedade, devido à existência de benefícios externos, sendo o preço reduzido, conduzindo a um nível de produção socialmente baixo  $q^m$ , em que  $q^m < q^*$ .

Desta forma, verifica-se uma perda de bem-estar face ao nível de produção eficiente  $q^*$ , que corresponde à área C. Esta perda de bem-estar resulta de uma redução nos benefícios devida à diminuição da quantidade consumida, equivalente à área abaixo da curva de procura relevante, que é a curva BMP entre  $q^*$  e  $q^m$  (área  $A+B+C$ ), parcialmente compensada pelos ganhos resultantes da redução dos custos associados a uma menor produção, sendo representados pela área abaixo da função de custos CMP entre  $q^m$  e  $q^*$  (área  $A+B$ ).

A Figura 7, representa a situação em que se verificam simultaneamente externalidades positivas e negativas.

Figura 7 – Presença simultânea de externalidades negativa e positiva.



Fonte: Verhoef, E. (1997)

Como já foi anteriormente descrito, na ausência de externalidades, o ponto de equilíbrio do mercado,  $q^m$ , corresponde ao ponto em que os benefícios marginais privados igualam os custos marginais privados.

No entanto, e na presença de efeitos externos, a curva da oferta da indústria (CMP) não considera os custos marginais sociais de produção do bem, apenas inclui os custos marginais privados que são directamente suportados pelos produtores.

Também a curva da procura da indústria (BMP), não considera os benefícios marginais sociais resultantes da produção do bem, apenas incluindo os benefícios marginais privados que são directamente apropriados pelos consumidores.

De acordo com o primeiro teorema fundamental da economia do bem-estar, a eficiência só será alcançada se o benefício marginal social igualar o custo marginal social, o que acontece no nível de produção eficiente  $q^*$ . Na presença de externalidades diferencialmente positivas, o benefício e os custos privados da produção do bem, não representam a totalidade dos benefícios e dos custos do ponto de vista da sociedade, conduzindo a um nível de produção socialmente baixo ( $q^m < q^*$ ), constituindo uma causa evidente de falha de mercado. No entanto, caso as empresas de alguma forma passem a considerar o custo marginal externo (CME) e o benefício marginal externo (BME), o nível de produção aumenta de  $q^m$  para  $q^o$ , donde resulta um aumento no bem-estar social.

O caso específico de produção de electricidade com recurso a combustíveis fósseis resulta em poluição, uma externalidade negativa com consequências para o bem-estar social, em que o custo do impacto negativo no bem-estar social não é suportado pelas empresas ou pelos consumidores.

Considerando o referido anteriormente relativamente a externalidades negativas, os intervenientes privados produzem energia em quantidades superiores relativamente às que são óptimas para a sociedade, resultando estas ineficiências da produção, devido a uma incorrecta atribuição de preço, situações referidas como falha de mercado. Desta forma, o custo de produção marginal privado para produzir mais uma unidade de energia à qual corresponde mais uma quantidade de emissões, é menor que o custo social marginal, sendo este último, o custo de produção marginal privado, adicionado do custo provocado pela poluição. O nível óptimo de emissão de CO<sub>2</sub>, corresponderia à situação em que o prejuízo social das emissões seria igual ao custo marginal da despoluição.

As externalidades resultantes da poluição ambiental, caracterizam-se como externalidades negativas de bens públicos. Nas externalidades de bens públicos, o consumo da externalidade por um indivíduo não diminui a quantidade de externalidade disponível para o consumo dos outros indivíduos<sup>12</sup>.

As externalidades de bens públicos, caracterizam-se também por ser muito difícil, ou até mesmo impossível excluir um indivíduo do consumo da externalidade, originando o denominado *free riding*. Nesta situação, os consumidores da externalidade, em virtude de não poderem ser excluídos, tendem a adoptar racionalmente um tipo de comportamento “anti-social”, que os leva a procurarem apropriar-se dos benefícios da externalidade, sem contribuírem ao mesmo tempo para a sua provisão<sup>13</sup>.

As externalidades de bens públicos, são a classe de externalidades relevantes para a presente dissertação, resultantes da emissão de CO<sub>2</sub>, por parte das empresas produtoras de electricidade.

---

<sup>12</sup> Fonte: Nijkamp, 1997

<sup>13</sup> Fonte: Barbosa, 1997

## 2.4.2 Soluções para o problema da externalidade ambiental

As soluções para o problema das externalidades podem dividir-se em:

1. Soluções centralizadas, que incluem mecanismos de comando e controlo, taxas e subsídios;
2. Soluções descentralizadas, que incluem a negociação Coasiana e mercados de direitos ou permissões transaccionáveis.

As soluções centralizadas, tais como os mecanismos de comando e controlo, aplicam-se quando se pretende que determinada política seja seguida por diversos agentes do mercado, sendo utilizados regimes de contra-ordenação e coimas para garantir o cumprimento. A atribuição de quotas, é um dos mecanismos aplicáveis, caracterizando-se por efectuar o controlo através das quantidades, não dando ao agente económico qualquer preço, que lhe permita formular a sua estratégia de decisão quanto ao grau em que pretende reagir ao instrumento, de acordo com critérios de racionalidade económica.

No entanto, segundo Pearce *et al* (1997), as quotas, só por acaso, permitem obter uma solução economicamente eficiente, ou seja, o nível óptimo de externalidade dificilmente será assegurado. Adicionalmente, os agentes económicos não têm qualquer incentivo para reduzir, ou aumentar o nível de externalidades, para além do estabelecido pela quota, a não ser que essa opção lhes traga vantagens económicas<sup>14</sup>. A maior vantagem deste instrumento, é a sua eficácia pois, desde que devidamente fiscalizado, assegura que o nível de externalidade estabelecido pela quota seja cumprido pelos agentes.

Outra solução centralizada, consiste no imposto/subsídio Pigouviano, em que se aplica um imposto unitário ao agente gerador da externalidade (imposto Pigouviano), de valor igual ao custo marginal externo no nível óptimo de externalidade, de forma a igualar o custo privado e o custo social<sup>15</sup>. Adicionalmente, Pigou defendeu a utilização do montante recuperado pela taxa unitária, aplicada ao agente causador da externalidade para compensar a vítima da externalidade, internalizando deste modo a externalidade.

---

<sup>14</sup> Fonte : Santos *et al*, 1999

Note-se que, no caso das externalidades negativas, a atribuição de um subsídio ao causador das externalidades pode ter um efeito perverso, ao conduzir a um incremento no nível da externalidade. A longo prazo, a atribuição de subsídios conduz a um aumento na actividade da indústria e, portanto, no nível de externalidade. Mesmo reduzindo-se o nível de externalidade por empresa, o número de empresas na indústria aumenta. Assim, a atribuição de subsídios pode alterar as condições de entrada e saída na indústria causadora da externalidade, aumentando o nível da externalidade, em vez de o reduzir<sup>15</sup>. Apesar da aplicação do imposto/subsídio Pigouviano poder conduzir ao nível óptimo de externalidade, a sua aplicação não está isenta de problemas. Por exemplo, a aplicação deste tipo de imposto/subsídio exige que a autoridade política, de forma a definir o nível óptimo do imposto/subsídio, possua grandes volumes de informação acerca dos benefícios e dos custos da externalidade para os agentes envolvidos<sup>16</sup>.

Coase, critica a análise Pigouviana, referindo que esta negligencia a dimensão recíproca do problema, i.e., a causalidade é dual, ambos os lados do problema são responsabilizáveis e, por isso, devem ser considerados<sup>17</sup>. Coase, propõe uma alteração na forma de abordagem ao problema, sugerindo uma abordagem centrada nos direitos de propriedade. O direito de propriedade, consiste na definição legal da propriedade, em que é especificado quem é o dono, ou quem “tem direito” a um bem. É o direito de um detentor de propriedade privada, que tipicamente inclui o direito a usar a propriedade da forma que o proprietário entender (sujeito a determinadas restrições legais), e o direito de a vender quando e como quiser.

Segundo Coase, se os direitos de propriedade se encontrarem claramente definidos e puderem fazer-se respeitar, e os custos de transacção forem nulos, as partes envolvidas numa externalidade têm motivos para negociar entre si, como em quaisquer outras relações de troca num mercado, e atingir o nível óptimo de externalidade.

O causador e a vítima da externalidade, terão incentivos para chegar a um acordo mutuamente benéfico e, desta forma, internalizar a externalidade – Teorema de Coase.

---

<sup>15</sup> Fonte: Pearce *et al*, 1997

<sup>16</sup> Fonte: Mas-Colell *et al*, 1995

<sup>17</sup> Fonte: Cerin *et al*, 2002

Adicionalmente, Coase referiu que se os direitos de propriedade se tornarem explícitos e transferíveis, o mercado pode desempenhar um papel importante, não só na valorização desses direitos, mas também no fornecimento de meios que assegurem o encaminhamento dos direitos para o seu melhor e mais valioso uso. A abordagem ao problema das externalidades, focada nos direitos de propriedade, permite que seja o mercado a valorizar os direitos de propriedade, ao invés de serem as autoridades políticas tal como acontece na abordagem Pigouviana.

As dificuldades associadas à solução proposta por Coase, residem nomeadamente quando o número de agentes afectados pela externalidade é elevado, sendo difícil e dispendioso identificar cada um dos agentes, quando uma das partes não tem capacidade negocial ou quando é difícil a definição dos direitos de propriedade sobre o bem.

Se os direitos de propriedade sobre a externalidade se encontrarem bem definidos, e forem cumpridos, caso exista um mercado concorrencial para a externalidade, então é possível obter uma solução óptima para o nível de externalidade. Neste sentido, a existência de externalidades, apenas pode ser justificada pela ausência de determinados mercados concorrenciais<sup>18</sup>.

A solução para o problema das externalidades de bens públicos, reside na implementação de um instrumento parcialmente baseado no mercado, isto é, na criação de um mercado concorrencial para a externalidade, complementado com a especificação de uma quota sobre o valor total da externalidade, e com a distribuição pelos diversos agentes do montante da quota em certificados de externalidade transaccionáveis (cada certificado dá ao agente o direito de gerar uma unidade de externalidade). Este tipo de instrumento económico denomina-se mercado de direitos ou de certificados, e foi originalmente aplicado por J.H. Dales, em 1968, ao problema da poluição. Este instrumento económico, permite determinar uma solução óptima para o problema das externalidades de bens públicos<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> Fonte: Mas-Colell *et al*, 1995

## 2.5 Mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>

Tal como referido, o mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, resulta da solução para o problema da externalidade com recurso a uma solução descentralizadas para uma externalidade de bens públicos, em que a atribuição dos custos de poluição é efectuada com recurso a direitos de emissão transaccionáveis, perfeitamente definidos, sendo previamente definida uma quota sobre o valor total da externalidade provocada pelos agentes considerados elegíveis.

O objectivo do mercado de direitos de emissão transaccionáveis, é reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> do sector eléctrico, e de outros sectores utilizadores intensivos de energia, através do estabelecimento de um conjunto de quotas (direitos de emissão) que podem ser transaccionados ao nível europeu e internacional. Deste modo, promove-se a redução das emissões de CO<sub>2</sub> de forma economicamente mais eficiente. Inicialmente o comércio europeu, assegurará uma utilização eficiente das opções de redução das emissões de CO<sub>2</sub>, disponíveis nos diversos sectores abrangidos pelo CELE. A redução das emissões de CO<sub>2</sub> ao ser efectuada inicialmente na UE, será realizada desta forma em países com maior potencial de redução e com menores custos de mitigação das emissões.

O CELE será realizado entre empresas, enquanto que no âmbito do Protocolo de Quioto, a redução efectiva de emissões será contabilizada entre as Partes signatárias, ou seja, entre os países que assumiram valores efectivos de redução de emissões de GEE. Ao serem atribuídas as licenças de emissão, os agentes de instalações irão ficar com um bem perfeitamente definido, o que deverá garantir as condições necessárias e suficientes para que o CELE seja eficaz.

A criação de um mercado europeu para comercialização das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, tem como objectivo a internalização por parte das empresas dos custos provocados à sociedade pela poluição. O estabelecimento de direitos de propriedade exclusivos e transferíveis, é uma condição *sine qua non* para a criação deste mercado, o qual, caso opere como esperado, deverá permitir fixar o preço da poluição.

A UE através da criação do CELE, efectua controlo directo das emissões de CO<sub>2</sub> das empresas envolvidas, limitando o total de emissões que podem ser efectuadas, permitindo que os valores limites de emissões disponibilizados, sejam transformados em licenças, que podem ser negociadas num mercado.

Cada Estado – Membro, irá ter uma intervenção reduzida neste mercado, tendo como principais tarefas, a atribuição de direitos de emissão, e o controlo do cumprimento da legislação aplicável. Os agentes envolvidos neste mercado, terão que possuir ou adquirir licenças de emissão em quantidade suficiente, de acordo com as emissões verificadas.

A quantificação da poluição com recurso a licenças, tem como objectivo facultar um maior controlo da mesma. Como as quantidade de emissão de CO<sub>2</sub> são transferíveis, cada empresa irá procurar produzir com menores emissões, para poder vender os direitos de emissão excedentários face às emissões verificadas.

O equilíbrio entre a oferta e a procura, dependerá essencialmente das condições da procura, ou seja, da capacidade de cada agente em emitir menores quantidades de CO<sub>2</sub> e vender os títulos de emissão.

O mercado de emissões, irá actuar directamente sobre as quantidades e não sobre os preços, reduzindo as emissões de acordo com os limites definidos no Protocolo de Quioto. O mecanismo de mercado do CELE, irá resultar da relação entre a função oferta e a função procura das licenças de CO<sub>2</sub> das diversas empresas.

As quantidades de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas por cada um dos PNALE dos diversos países, contempla reduções de emissão, no sentido de incentivar a alteração tecnológica dos meios de produção, ou a optimização de processos de produção existentes.

O valor limite de multa de 40€/t de CO<sub>2</sub> emitido adicionalmente face à quantidade de licenças apresentadas para cada um dos períodos anuais entre 2005-2007, será superior ao valor máximo que as empresas estarão disponíveis para pagar para efectuar a aquisição das licenças em bolsa. A oferta de licenças de emissão, estará dependente da quantidade de licenças disponibilizada para cada interveniente.

As empresas consumidoras de combustíveis fósseis, tais como a indústria química ou empresas vidreiras, terão um consumo de combustíveis, com a consequente emissão de CO<sub>2</sub>, provavelmente mais estável do que as empresas de produção de electricidade, cujo *mix* de produção integre centros hídricos, eólicos e térmicos consumindo combustíveis fósseis. Adicionalmente, refere-se que as empresas de produção de electricidade não têm a possibilidade de efectuar armazenamento do produto final.

Em anos de fraca hidraulicidade, é expectável que os combustíveis fósseis sejam consumidos em quantidades bastante superiores, com o consequente aumento de emissões de CO<sub>2</sub>, face ao verificado em anos de elevada hidraulicidade. A previsibilidade de necessidade de licenças de emissão para o sector de produção de electricidade, é muito variável face a outros sectores da indústria, cuja produção depende das vendas.

Os diversos agentes do mercado de emissões, irão adquirir títulos de emissão, até que o seu preço seja idêntico ao custo marginal de reduzir a poluição, pelo que, acima deste valor, será mais vantajoso reduzir internamente as emissões.

Como os diversos agentes europeus irão estar sujeitos a este mercado de emissões, a cotação do CO<sub>2</sub>, deverá fixar-se num valor igual aos custos de despoluição para os diversos agentes poluidores, desde que os valores limites de emissões não sejam ultrapassados. Socialmente, a solução anterior é o objectivo ideal a atingir, situação em que cada agente iguala a cotação do título ao seu custo marginal de despoluição, atingindo-se o “óptimo social”. Como resultado, a externalidade passa a ser internalizada, sendo o seu preço materializado no valor do direito de emissão, podendo agora cada agente definir a estratégia a seguir, seja ela adquirir direitos de emissão, ou por outro lado, introduzir melhorias no processo produtivo por forma a emitir menos CO<sub>2</sub>. O aumento do valor previsto da multa de 40€/t para 100€/t a partir de 2008, irá condicionar diversas estratégias, que dependem desta primeira fase de operação do CELE para verificar o comportamento de mercado.

A estratégia para gestão das licenças de emissão, passa pela identificação das oportunidades internas de redução de emissões de CO<sub>2</sub> por parte das diversas empresas, e pela construção das curvas de Custo Marginal.

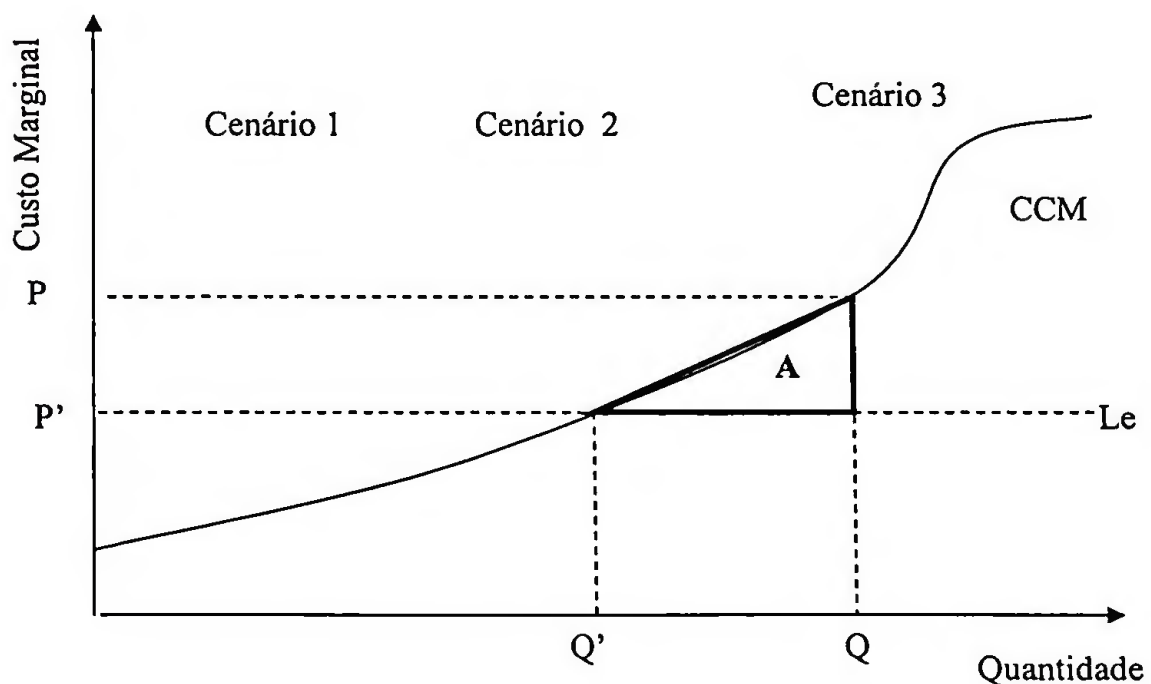
A construção das curvas de Custo Marginal, permite determinar o custo marginal associado a cada uma das soluções de redução de emissões, com o preço das licenças de emissão, e determinar uma estratégia. Considere-se a situação representada na Figura 8, na qual um agente, necessita de reduzir as suas emissões, pois a quantidade de licenças atribuídas são insuficientes face à emissão de CO<sub>2</sub> prevista, ou verificada.

Um agente, tem três cenários possíveis para efectuar a redução de emissões de CO<sub>2</sub>:

1. Opções de baixo custo, relacionadas com optimizações de processo, tais como reparação de fugas, controlo do processo, entre outras.
2. Opções de custo intermédio, que implica melhorias e eventuais pequenas alterações de processo, tais como redução de ineficiências de produção, modificação de pequenos equipamentos, entre outras.
3. Opções de custo elevado, que implicam a aquisição de novas tecnologias e/ou alterações de processo profundas.

Na Figura 8, pode observar-se a representação destas três opções através da curva de custo marginal, CCM.

Figura 8 – Insuficiência de licenças de emissões por parte do agente.



Se um agente tiver que reduzir emissões até à quantidade  $Q$ , de forma a não ultrapassar as quantidades que lhe foram atribuídas pelo PNALE, deverá assumir o custo total dado pela área inferior da curva CCM entre a origem e  $Q$ , sendo o custo marginal final correspondente a  $P$ . No entanto, se o preço de mercado das licenças de emissão for igual a  $P'$ , inferior a  $P$ , haverá uma quantidade de licenças dadas por  $Q'$  que o agente terá vantagem económica em assumir internamente estes custos de redução. Relativamente às quantidades de licenças em falta entre  $Q'$  e  $Q$ , o agente deverá optar por efectuar a sua aquisição ao preço unitário de  $P'$ . Desta forma, o custo evitado de redução de emissões será economicamente vantajoso para o agente, sendo idêntico à área sombreada A.

Para o mercado funcionar, verificando-se a disponibilidade de licenças de emissão para comercialização, deverá existir também oferta, pelo que a ocorrência do oposto também é essencial, i.e., um agente cujo custo marginal de redução de licenças de emissões for inferior a  $P'$ , poderá optar por internamente assumir os custos e reduzir as emissões, e vender as restantes no mercado de emissões, lucrando a diferença entre os custos assumidos e as receitas da comercialização.

Considerando o que foi referido, os agentes devem procurar assumir uma estratégia de redução de emissões, que resulte num custo marginal, igual ao valor da licença de emissão.

Um outro problema relacionado com o mercado de emissões, reside na possibilidade de permitir que um agente exceda os seus limites de emissão, adquirindo licenças, e prejudicando ambientalmente a área envolvente.

No entanto, como o  $\text{CO}_2$  não é responsável por originar elevados valores de poluição local, mas sim global, apenas existem limites de emissão associados a outros compostos, tais como o  $\text{SO}_2$  ou o  $\text{NO}_x$ , os quais podem criar focos de poluição com implicações notórias e comprovadas.

## **2.6 Acesso ao mercado de carbono e tratamento contabilístico**

O acesso ao mercado de carbono, pode ser efectuado com recurso a plataformas de mercado, nomeadamente a *European Climate Exchange*, a *Nord Pool* e a *European Energy Exchange*.

Estas plataformas, possuem as informações necessárias para que os diversos agentes possam comercializar as suas licenças de emissão, comprando ou vendendo títulos. Por ser ainda um mercado em fase inicial de criação, outros agentes poderão surgir, os quais deverão igualmente apresentar vantagens, tais como elevadas quantidades de licenças para transaccionar. Para o bom funcionamento do mercado, é essencial que as plataformas de comercialização operem com custos reduzidos de transacções, e que estas se processem em pouco tempo, de forma a promover a liquidez de mercado.

Os contratos a realizar no mercado do carbono, podem ser nomeadamente de três tipos:

1. *Emissions Trading Master Agreement for the EU Scheme* (International Trading Association – <http://www.ieta.org>)
2. *Allowance Appendix to the EFET Agreement concerning Delivery and Acceptance of Electricity* (European Federation of Energy Traders-<http://www.efet.org>)
3. *Confirmation of OTC Physically Settled EU Emissions Allowance supplement one of the ISDA Master Agreements* (International Swaps and Derivatives Association - <http://www.isda.org>).

Os diversos contratos referidos são semelhantes entre si, verificando-se porém diferenças na natureza genérica dos acordos e no tratamento de matérias específicas relacionadas com as condições de pagamento e datas de entrega, resolução do contrato, falha de entrega e definição de motivos de “força maior”.

Por ser um mercado ainda no estágio inicial de formação, outros tipos de contrato poderão surgir.

Relativamente ao tratamento contabilístico deste tipo de negociações a directiva CELE 2003/87/CE é omissa, situação que até ao final de 2005 terá de ser esclarecida, de forma a possibilitar às empresas a elaboração dos relatórios de contas e estabelecer as interpretações financeiras adequadas.

### **3 Sector Ibérico de produção de electricidade**

O sector de produção de electricidade ibérico, é formado fundamentalmente por 4 grandes empresas de produção e distribuição de electricidade, a EDP, a Iberdrola a Endesa e a Unión Fenosa. Existem outras empresas de produção de electricidade, tais como:

- Hidrocantábrico, participada pela EDP em 95%;
- Viesgo, participada a 100% da Italiana Enel;
- Tejo Energia, detentora da exploração da Central Termoeléctrica do Pêgo, participada pela Endesa, EDP, EDF entre outras;
- Turbogás, participada pela PowerGen, EDP, entre outras.

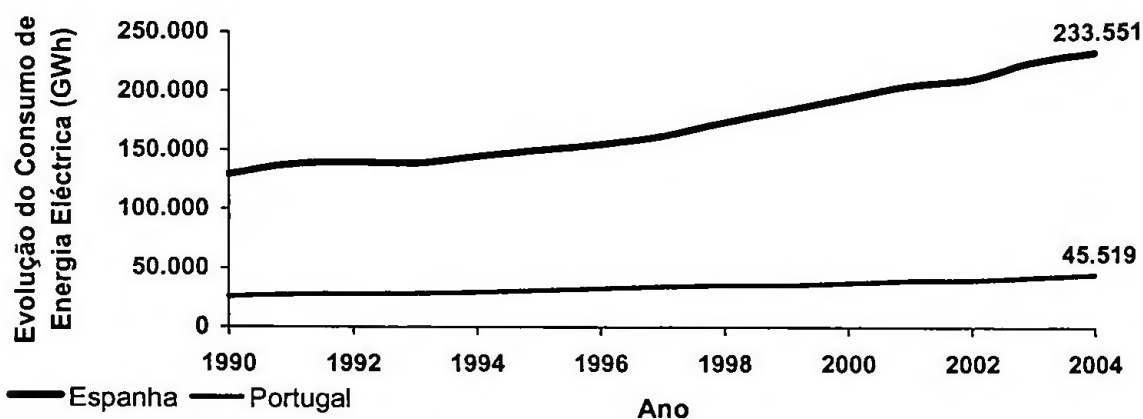
Nas análises subsequentes, os dados apresentados relativos à EDP e a sua controlada Hidrocantábrico irão ser analisados de forma conjunta. A Endesa, Iberdrola, EDP e Unión Fenosa são as empresas objecto de análise do tema desta dissertação, pelo que outras pequenas empresas produtoras de electricidade tais como a Viesgo, Tejo Energia e Turbogás, apenas serão referenciadas nas análises de dados comparativas, não sendo consideradas na análise.

#### **3.1 Evolução dos consumos, emissões e indicadores económicos**

O incremento de procura de energia eléctrica, tem vindo a aumentar, desde que um maior leque de consumidores ficou com acesso a este bem de consumo. Na Figura 9, é caracterizada a evolução do consumo de energia eléctrica em Espanha e Portugal continental, desde 1990 até 2004. Neste período de tempo verifica-se que, o consumo de energia eléctrica aumentou 80% e 76% em Espanha e Portugal, respectivamente.

Também se conclui que entre Portugal e Espanha o incremento percentual anual de consumo de energia eléctrica é semelhante. No Quadro III, expõe-se a variação percentual de consumo de energia entre os anos 2000 e 2004, para ambos os países. A evolução dos consumos de electricidade verificados em Portugal e Espanha, representados na Figura 9, permite concluir que o mercado ibérico ainda se encontra numa fase de crescimento.

Figura 9 – Evolução do consumo de energia eléctrica em Portugal e Espanha, de 1990 a 2004.



Fonte: Rede Eléctrica de España e Rede Eléctrica Nacional, Janeiro de 2005

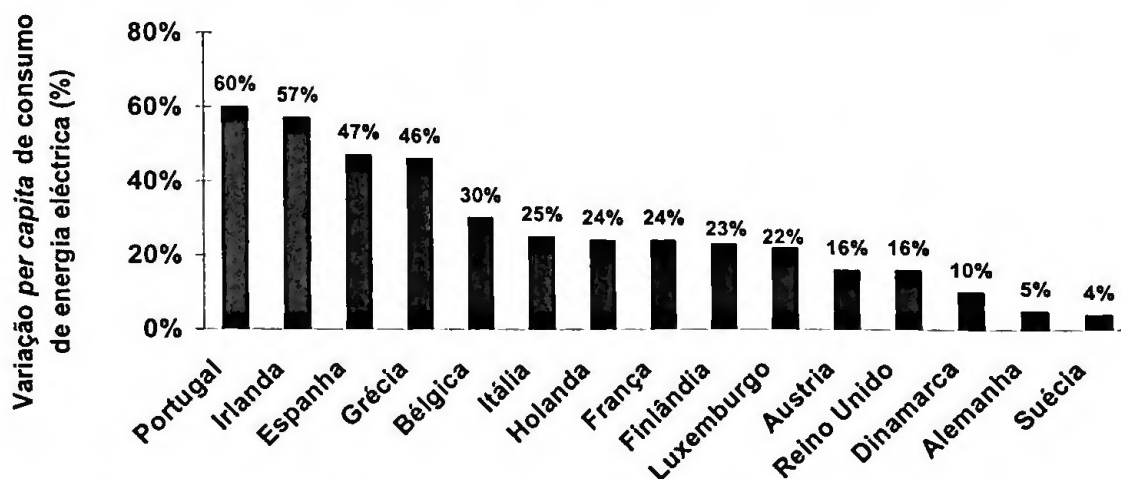
Quadro III – Evolução percentual dos consumos de electricidade em Espanha e Portugal continental.

Ano	Espanha	Portugal
2000	5,8%	5,9%
2001	5,4%	5,6%
2002	2,8%	1,6%
2003	6,8%	5,9%
2004	3,5%	5,7%

Fonte: Rede Eléctrica de España e Rede Eléctrica Nacional, Janeiro de 2005.

Na Figura 10, apresentam-se os valores percentuais de consumo de energia eléctrica verificados em 15 países da UE, entre 1990 e 2000. O indicador Português de incremento de consumo de energia eléctrica *per capita*, no período compreendido entre 1990 e 2000 é o maior da UE, seguido pela Irlanda e pela Espanha.

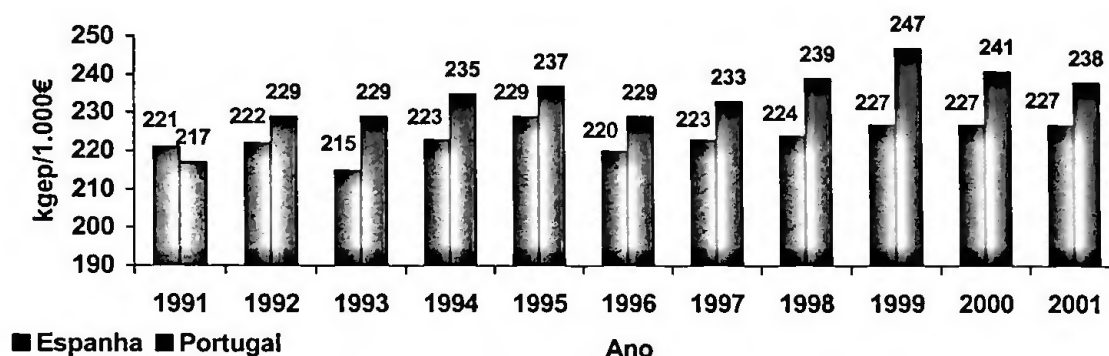
Figura 10 – Variação % do consumo de energia eléctrica verificado em 15 países da UE, 1990-2000.



Fonte: Eurostat

O indicador intensidade energética, permite analisar a evolução energética de um sistema económico e a eficiência de utilização de energia de um país. Este conceito a nível macroeconómico, permite determinar o consumo de energia por unidade de produto ou por unidade monetária. Na Figura 11, caracteriza-se a evolução da intensidade energética em Portugal e Espanha, entre 1991 e 2001, em kgep<sup>19</sup>/1 000€. Para determinar este indicador, o valor do PIB é calculado a preços constantes, evitando-se desta forma a influência da inflação.

Figura 11 – Intensidade energética verificada em Portugal e Espanha no período 1991 a 2001.



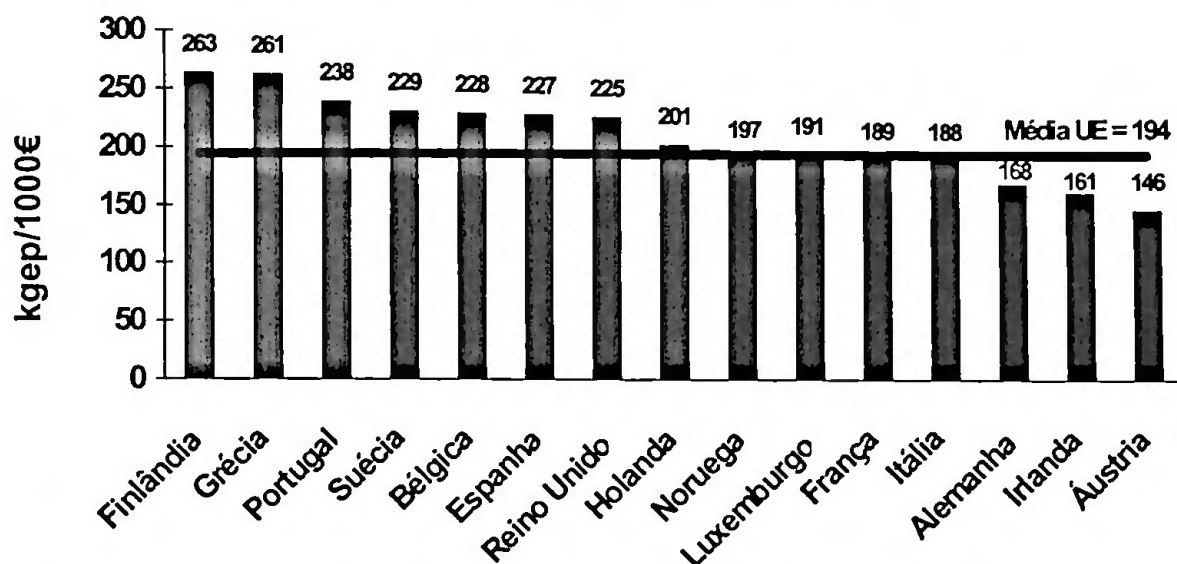
Fonte: Eurostat

Quanto maior for este quociente, menor é a eficiência energética de um país por unidade de PIB gerado. Verifica-se que Portugal, consome mais energia para produzir a mesma quantidade de produto bruto do que Espanha, agravando a sua situação energética, isto considerando que é importador da quase totalidade das suas fontes de energia (petróleo, gás e carvão). Comparando entre os 15 países da UE referidos anteriormente, os valores médios deste quociente verificados em 2002 são exibidos na Figura 12.

Portugal e a Grécia, são dos países com menor eficiência energética, devendo contudo ter-se em consideração que ambos os países possuem climas moderados, o que reduz o consumo de energia para aquecimento durante o período de Inverno. Espanha encontra-se melhor posicionado, ocupando um lugar intermédio, e a Finlândia surge em primeiro lugar, no entanto, o seu elevado consumo de energia para aquecimento das populações durante grande parte do ano, tem como consequência um elevado consumo de energia *per capita*.

<sup>19</sup> Quilogramas equivalentes de petróleo.

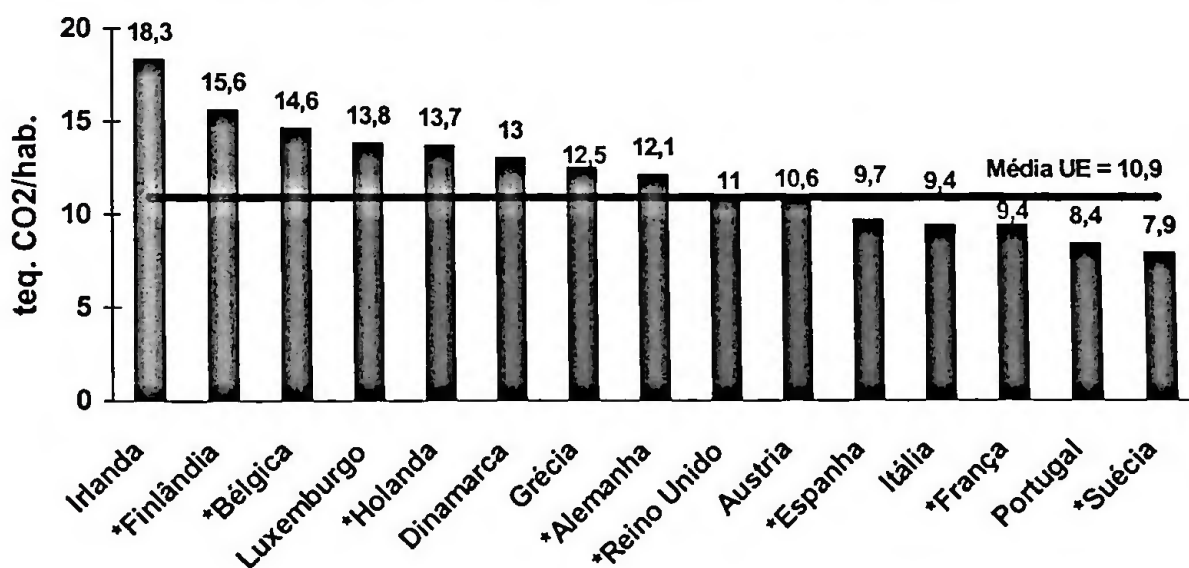
Figura 12 – Intensidade energética verificada em 15 países da UE.



Fonte: Eurostat

Na Figura 13, apresentam-se os valores de emissão em toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> *per capita*, para 15 países da UE no ano 2001. Apesar de Portugal e Espanha apresentarem um indicador de intensidade energética relativamente desfavorável, verifica-se que os valores de emissões *per capita* de CO<sub>2</sub> verificados em 2001, são dos mais reduzidos dos 15 países da UE referidos.

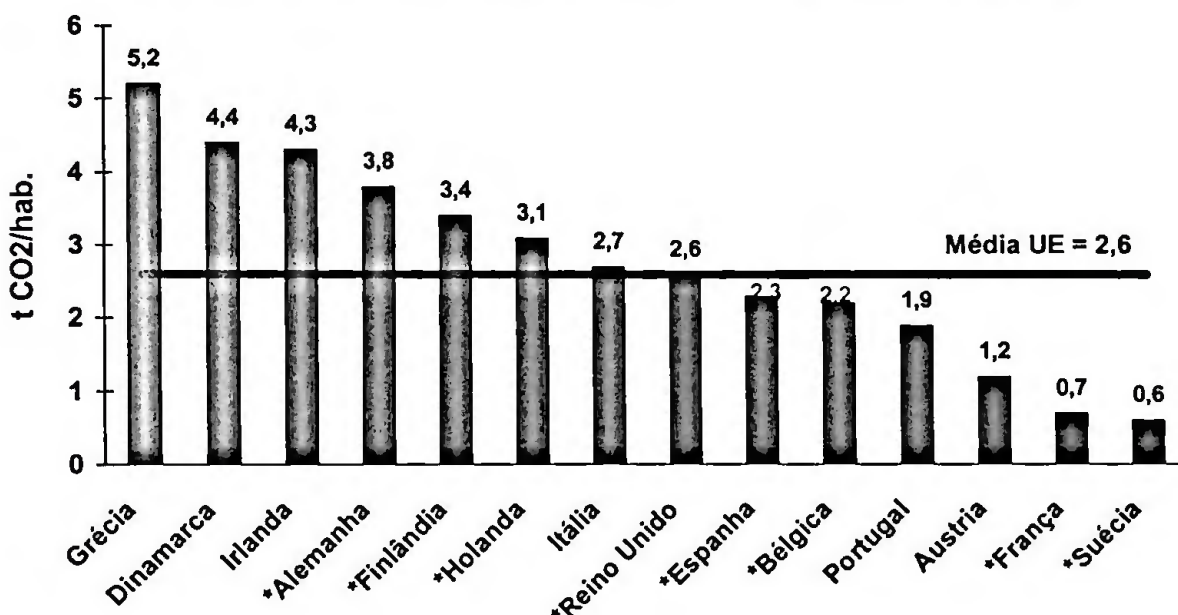
Figura 13 – Emissões *per capita* verificadas em 2001 em 15 países da UE.



Fonte: Eurostat

As emissões do sector de produção de electricidade verificadas nos diversos países da UE, irão ser penalizadas pela criação do CELE. Caso se excluam fontes de produção de electricidade nucleares, Espanha e Portugal são dos países com melhor indicador eficiência energética em função da energia consumida. Na Figura 14, expõe-se o referido, considerando dados do ano 2002, sendo que os países identificados com um “\*”, incluem sistemas de produção de energia eléctrica com recurso a fontes nucleares. Não foram disponibilizados dados referentes ao Luxemburgo.

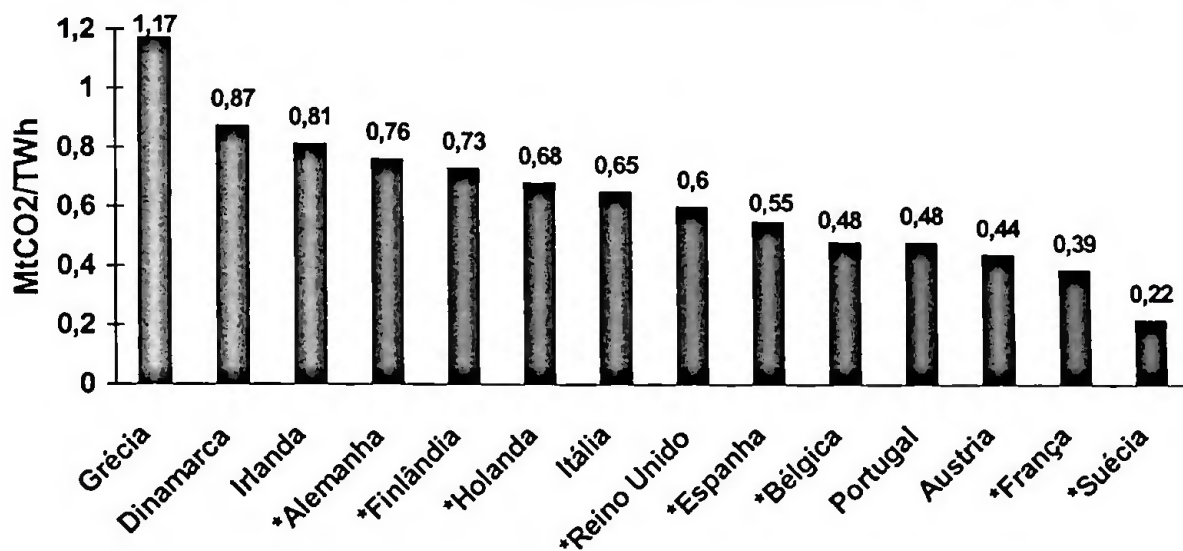
Figura 14 – Emissões *per capita* verificadas no sector eléctrico no ano 2000 em 14 países da UE.



Fonte: OCDE 2003 – *Electricity Information*

Entre Portugal e Espanha, verificam-se diferenças de tecnologia para a produção de electricidade. Em Portugal, verifica-se um maior equilíbrio entre a produção hídrica e térmica, enquanto que em Espanha, é a produção nuclear que permite que os índices de emissão não sejam superiores. Contudo, este assunto será posteriormente melhor analisado. Espanha, bem como outros países europeus, possui capacidade de produção instalada nuclear, a qual permite que as emissões específicas de CO<sub>2</sub> por unidade de energia emitida sejam beneficiadas. Considerando o cenário em que a capacidade de produção nuclear dos países em análise da UE fosse substituída por 50% de Gás Natural e 50% carvão, veja-se a Figura 15, constata-se que Portugal poderia eventualmente encontrar-se entre os países com menores emissões específicas.

Figura 15 – Cenário: Substituição de produção de electricidade de fonte nuclear por gás e carvão.



Fonte: OCDE 2003 – *Electricity Information*

## 3.2 Mercado de produção de electricidade Espanhol e Português

### 3.2.1 Espanha

Espanha foi um dos primeiros países da UE, a implementar a Directiva Europeia de 1996 relativa à electricidade. Actualmente, encontra-se em operação um mercado constituído por um regulador independente, *CNE – Comisión Nacional de Energia*, uma autoridade para a concorrência, *Dirección de Defensa de la Competición*, acesso regulado de terceiros à rede eléctrica, e competitividade na produção e distribuição.

Verifica-se que existe um acesso regulado de terceiros às áreas de transmissão e distribuição de energia. Previamente à fase liberalização do mercado, foram efectuados investimentos pelas diversas empresas, os quais não se revelaram competitivos, pelo que os investidores foram compensados através de Custos de Transição para Competição, CTC.

Um dos acordos relativos aos CTC, prevê a obrigatoriedade das empresas utilizarem carvão nacional Espanhol, situação devido ao histórico de consumo deste combustível. As compensações previstas consideram uma redução continuada destas actividades de extracção, as quais não se revelam competitivas. Esta situação indicia que outras medidas são adoptadas pelos diversos países da UE, para subsidiar a indústria extractiva. O valor da energia considerado nos CTC em Espanha, atinge aproximadamente 36 €/MWh.

A UE afirma que estes e outros subsídios existentes em Espanha, deverão ser anulados o mais rapidamente possível<sup>20</sup>.

Relativamente aos Custos de Transição para a Concorrência, os quais foram atribuídos por Decreto Real em termos percentuais fixos, a Endesa possui 51,2% destes direitos, enquanto que a Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico possuem 27,1%, 12,9% e 5,7% respectivamente. Desta forma, se a quota de CTC for superior à sua quota de mercado, como se verifica com a Endesa em Espanha, os seus benefícios líquidos aumentam caso o preço final da energia seja menor, i.e., a redução de ganhos devido à descida do preço da energia, é largamente compensado pelo aumento das receitas provenientes dos CTC. No caso das restantes empresas, a situação afigura-se inversa à verificada pela Endesa. Note-se que os novos entrantes, tais como a Gás Natural não beneficiam destes custos.

Além dos CTC, também se encontram previstas no mercado Espanhol compensações pela capacidade de produção, as quais são cobradas às entidades que adquirem a energia nos mercados diários e intra – diários, dependendo de:

- tipo de entidade;
- tipo de ligação à rede;
- sazonalidade.

Os produtores, recebem estes pagamentos em função da sua disponibilidade para produzir energia, sendo o valor desde 1 de Julho de 2000, de 4,81€/MWh.

O mercado de comercialização de energia em Espanha, é constituído por um mercado diário e por um mercado intra – diário. No mercado diário, que fecha às 10h de cada dia, o horizonte de planeamento varia entre a 01h00m e as 24h00m. O mercado intra – diário tem seis sessões, sendo a primeira entre as 16h00 e 17h45m, e as seguintes iniciam-se às 21h, 01h, 04h, 08h e 12h, e têm a duração de 45 minutos. Os intervalos de produção são 01h-24h do dia seguinte e, 05h-24h, 08h-24h, 12h-24h e 16h-24h do mesmo dia, respectivamente.

---

<sup>20</sup> Fonte: Rede Eléctrica de España [Em linha], 2004. [Consult. 7 de Jan. 2005] disponível em <URL:<http://www.ree.es>>

### **3.2.2 Portugal**

Portugal encontra-se em fase de transição para o MIBEL. Actualmente os Contratos de Aquisição de Energia – CAE, já foram negociados com as empresas existentes, encontrando-se actualmente em curso, e à semelhança de Espanha, a definição do conjunto de compensações de que os produtores deverão ser ressarcidos, de forma a poderem entrar no MIBEL de forma concorrencial. Em Portugal, as duas centrais a carvão existentes, consomem apenas carvão importado, no entanto, devido ao combustível, encontram-se em curso a implementação de medidas de redução de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, de forma a cumprir os valores limites de emissão estipulados pela UE a partir de 2008, significando que terá que ser concretizada alguma compensação.

Durante a elaboração dos CAE, determinou-se que o valor médio de remuneração de energia entregue às rede deveria situar-se nos 50€/MWh, valor bastante superior ao verificado em Espanha, que é de aproximadamente 31€/MWh. Estes valores indiciam que, apesar dos custos de investimento e manutenção serem semelhantes, a produção de energia com recurso a fontes nucleares poderá originar diferenças notórias.

À semelhança do verificado em Espanha, a Rede Eléctrica Nacional – REN, tem como objectivo a gestão da rede de transporte de alta tensão, e a análise da relação entre a oferta e procura, garantindo o crescimento do parque electroprodutor consoante as necessidades do país e as políticas energéticas e ambientais em vigor. Por seu lado, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, é a entidade responsável pela regulação do mercado.

## **3.3 Caracterização do parque Ibérico de produção de electricidade**

### **3.3.1 Capacidade de produção instalada e energia produzida**

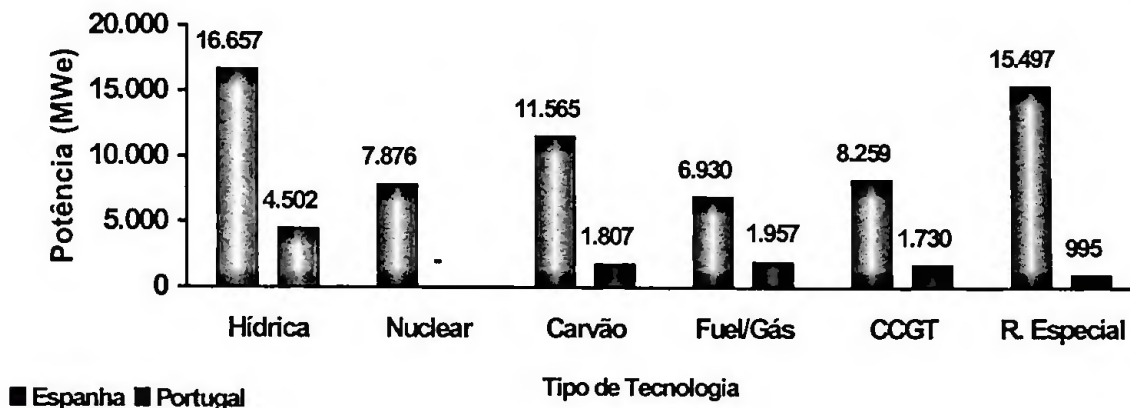
A produção de energia eléctrica na Península Ibérica, recorre a todo o tipo de sistemas de produção, tais como grupos de produção hídricos, nucleares, térmicos convencionais a gás natural, carvão, fuelóleo e gasóleo e por fim, ciclos combinados com turbinas de gás – CCGT<sup>21</sup>. Em regime especial, enquadram-se as instalações eólicas, cogerações, mini – hídricas, biomassa e solar foto – voltaico.

---

<sup>21</sup> CCGT – Combined Cycle Gas Turbine.

Na Figura 16, caracteriza-se a capacidade de produção instalada na Península Ibérica, por tipo de tecnologia e por país em Dezembro de 2004.

Figura 16 – Capacidade de produção instalada na Península Ibérica por tipo de tecnologia em 2004.



Fonte: ERSE

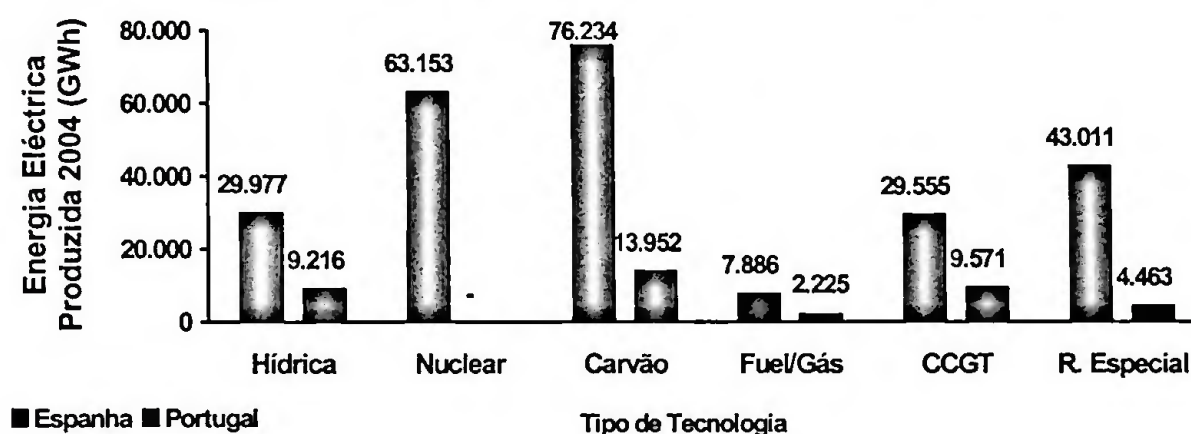
A capacidade total de produção de energia eléctrica, existente na Península Ibérica no final de 2004, era de aproximadamente 76 867 MWe, encontrando-se instalados em Espanha e Portugal Continental 87% (66 784 MWe) e 13% (10 083 MWe) da potência total, respectivamente. Notória é a diferença entre a capacidade de produção em regime especial, verificada em Portugal e Espanha. Do total referido, Espanha Continental possui cerca de 8 000 MWe de potência instalada de grupos eólicos, enquanto que Portugal possui aproximadamente 300 MWe. Em Portugal, não existem instalações de produção de energia eléctrica nucleares, no entanto, as existentes em Espanha, correspondentes a 7 876 MWe, representam aproximadamente 10% da capacidade total de produção de energia eléctrica instalada na Península Ibérica.

Este tipo de centrais, prima pela vantagem de serem utilizadas em base de diagrama de carga, significando que são utilizadas à carga nominal grande parte do ano, sem subidas ou descidas de carga. Por outro lado, não são responsáveis por emissão de gases com efeito estufa, apresentado contudo outro tipo de problemas, nomeadamente a segurança de operação, o tratamento de resíduos, e os custos associados ao seu descomissionamento.

Encontra-se actualmente em construção em Portugal, um conjunto de parques eólicos, de forma a permitir atingir a meta assumida pelo Estado Português perante a UE, de produção de 39% da energia no ano 2010, com recurso a fontes renováveis.

Tal como referido anteriormente, a energia eléctrica produzida por tipo de tecnologia, depende das condições ambientais, as quais afectam principalmente o índice de hidraulicidade. No caso de anos com elevado índice de hidraulicidade, verifica-se que as centrais termoeléctricas clássicas produzem menos energia, pois os centros de produção hídricos garantem uma elevada quota de produção. Em anos de baixa hidraulicidade, as instalações térmicas complementam as necessidades de produção, em função do decréscimo da capacidade de produção hídrica. Na Figura 17, resumem-se os dados relativos à energia produzida por tipo de tecnologia, na Península Ibérica.

Figura 17 – Energia produzida na Península Ibérica por tipo de tecnologia no ano de 2004.



Fonte: Rede Eléctrica Nacional e Rede Eléctrica de Espanha

Da Figura 17, conclui-se que a produção de energia eléctrica verificada no ano de 2004 na Península Ibérica, foi de 289 243 GWh, dos quais aproximadamente 86% (249 816 GWh) e 14% (39 427 GWh) foram gerados em Espanha e Portugal respectivamente. Assim, o consumo final verificado em 2004, foi respectivamente para Espanha e Portugal Continental, de 233 551 GWh e 45 500 GWh. Pode igualmente inferir-se que a produção de energia com recurso a CCGT, constitui já uma parcela significativa da capacidade instalada, e conseqüentemente irá reflectir-se no futuro no aumento da quota produção.

A diferença entre a produção verificada em cada país e o consumo final, resulta maioritariamente do saldo importador, tal como pode ser observado na Figura 21. Entre Espanha e Portugal, verificam-se trocas comerciais de energia eléctrica, com saldo anual referente à importação normalmente positivo para o segundo, no entanto, ambos os países importam energia de França.

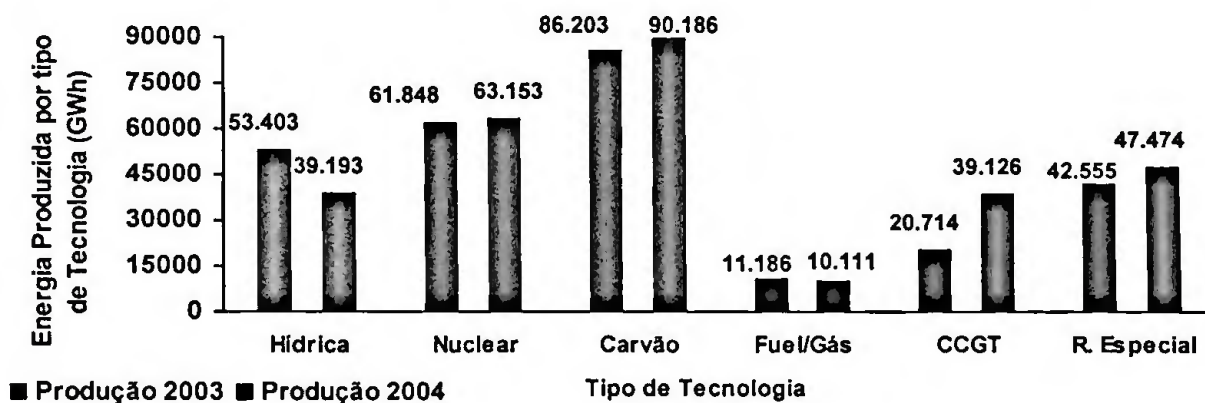
Como exemplo, considere-se o facto de que em 2004, Espanha exportou energia para Portugal (6 254 MWh), Andorra (287 MWh), Marrocos (1 572 MWh), e importou de França (5 174 MWh), tendo com resultado final um saldo exportador positivo (aproximadamente 2 939 MWh).

Outros factores que influenciam a diferença de energia produzida e consumida num país, para além do saldo importador, são os seguintes:

- consumos de produção dos próprios centros electroprodutores;
- bombagem de água nas albufeiras, para posteriormente ser turbinada produzindo novamente energia. A bombagem, é efectuada durante a noite, consumindo energia a custos inferiores e a produção efectua-se durante o dia, sendo deste modo, a energia vendida a um preço superior;
- perdas na rede de transporte.

Na Figura 18, é efectuada uma análise detalhada da produção verificada nos anos de 2003 e 2004, permitindo caracterizar a produção por tipo de tecnologia, face ao total verificado na Península Ibérica.

Figura 18 – Produção eléctrica na Península Ibérica por tipo de tecnologia, anos 2003 e 2004.



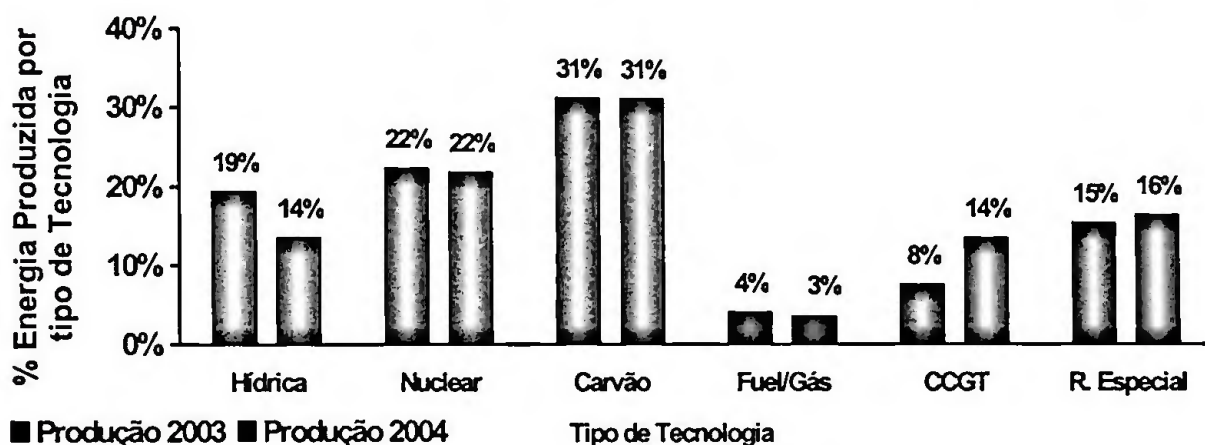
Fonte: Rede Eléctrica Nacional e Rede Eléctrica de Espanha

Conclui-se, que entre os anos de 2003 e 2004, a maior diferença, resulta no aumento de produção de energia eléctrica com recurso a CCGT. A diferença de hidraulicidade dos anos 2003 e 2004, 1,33 e 0,81 respectivamente, resultou numa diminuição de energia produzida através de fontes hídricas. O índice de hidraulicidade, resulta da relação entre afluências no período observado e afluências correspondentes a um mesmo período no ano médio.

O aumento de produção de energia com recurso a fontes renováveis, nomeadamente eólicas, reflecte o incremento de potência eólica disponibilizada ao longo de 2004 em Espanha e Portugal.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 19, a energia produzida em centrais nucleares e centrais termoeléctricas a carvão, representam em conjunto cerca de 53% da energia gerada, sendo responsáveis por 22% e 31% respectivamente. O carvão, largamente utilizado na produção de electricidade na Península Ibérica, tem como principal vantagem o seu baixo custo, o qual não se encontra directamente indexado ao petróleo, contrariamente ao que ocorre com o fuelóleo e o gás natural.

Figura 19 – Produção eléctrica percentual na Península Ibérica, por tipo de tecnologia, 2003 e 2004.



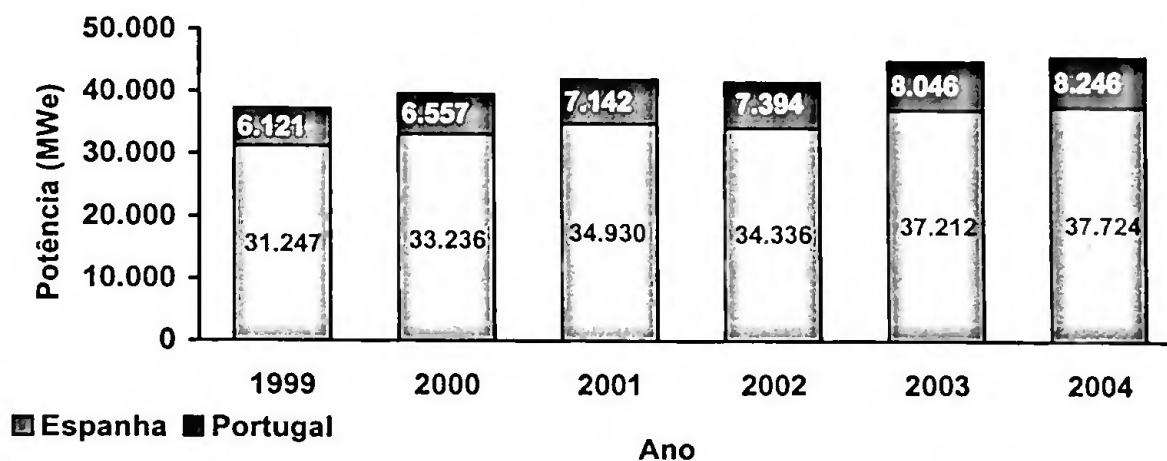
Fonte: Rede Eléctrica Nacional e Rede Eléctrica de Espanha

Como pode observar-se, a produção nuclear mantém-se relativamente estável, devido às características de operação de centrais deste tipo. A produção térmica de electricidade, através de carvão, fuelóleo e gás, permite complementar a variabilidade de produção hídrica e nuclear. Conclui-se que para ser garantido o abastecimento de energia em situações de pico de consumo, tem que existir um excesso de capacidade de produção térmica, que permita suprir as lacunas da produção hídrica, sempre que estas se verificarem.

Em resumo, determinadas tecnologias de produção térmicas destinam-se a preencher o diagrama de cargas base, nomeadamente a tecnologia nuclear e a carvão. As restantes tecnologias de produção térmica, são utilizadas para satisfazer as variações diárias de consumo de electricidade, suprimindo os picos.

De acordo com os resultados apresentados no Quadro III, relativamente à evolução dos consumos máximos de energia eléctrica, verifica-se que em Espanha e Portugal, este valor tem vindo a aumentar de ano para ano, como pode igualmente concluir-se através da informação apresentada na Figura 20.

Figura 20 – Picos de consumo verificados em Espanha e Portugal para o período 1999-2004.



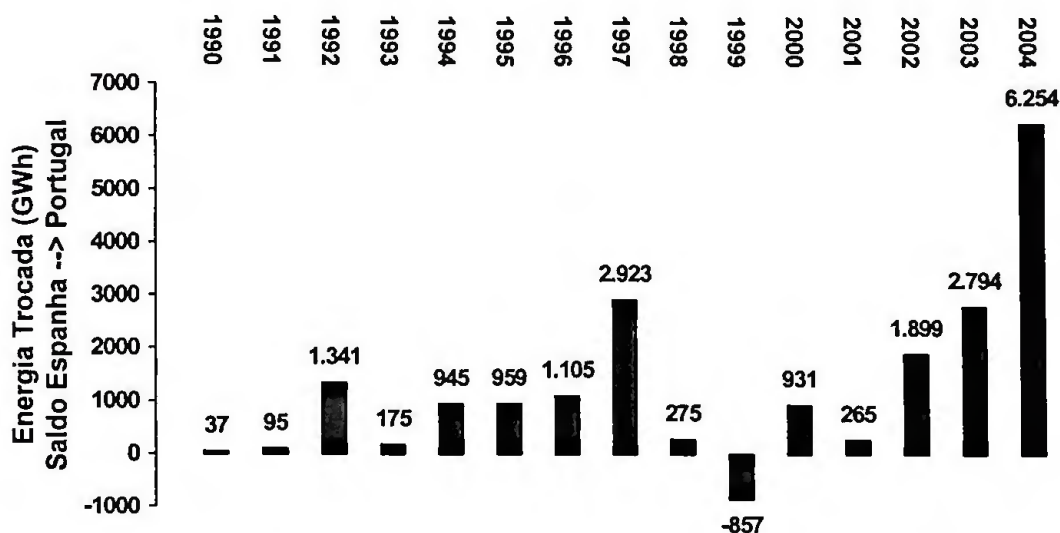
Fonte: Rede Eléctrica Nacional e Rede Eléctrica de España

Outro dado importante, relaciona-se com o facto de que, entre 1999 e 2001, os picos de consumo em ambos os países da Península Ibérica, ocorreram nos mesmos dias<sup>22</sup>, implicando que a potência total disponível para produção tem que considerar estes valores elevados de consumo.

Como pode verificar-se, em 2004 o pico de consumo aumentou, estando relacionado com as condições atmosféricas, nomeadamente com as baixas temperaturas normalmente verificadas entre Dezembro e Fevereiro. Relativamente a saldos importador/exportador, de acordo com os dados apresentados na Figura 21, pode verificar-se que Portugal, é fundamentalmente importador de energia de Espanha, sendo que entre 1990 e 2004, apenas em 1999 se verificou um saldo exportador de energia.

<sup>22</sup> Fonte: Rede Eléctrica Nacional e Rede Eléctrica de España

Figura 21 – Saldo importador de Portugal com proveniência de Espanha, período de 1990-2004.

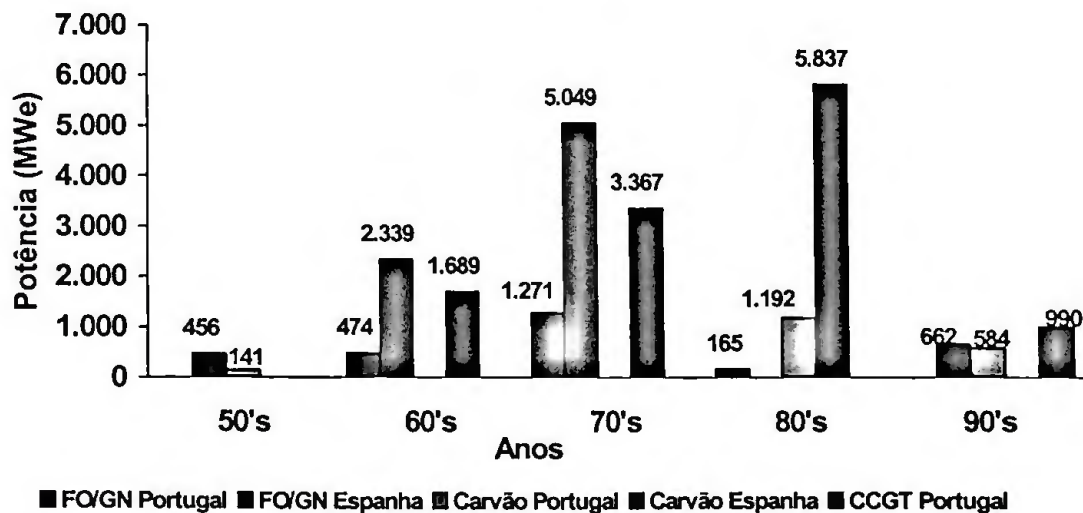


Fonte: Rede Eléctrica de Espanha

### 3.3.2 Caracterização das instalações de produção térmicas clássicas

Como pode observar-se na Figura 22, o tipo de tecnologia implementado por Espanha e Portugal ao longo das décadas foi sempre bastante semelhante, sendo notório o incremento de potência eléctrica térmica verificado nos anos 80 através da tecnologia de carvão.

Figura 22 – Evolução da potência instalada por tipo de tecnologia em Espanha e Portugal, século XX.



Fonte: Rede Eléctrica Nacional, Rede Eléctrica de Espanha e UNESA

Pode igualmente inferir-se que, a dependência de ambos os países em suprir as necessidades energéticas com carvão, demonstram que o preço e abundância deste elemento são superiores aos dos restantes combustíveis. Verifica-se que, nos anos 60 e início dos anos 70, foram colocadas em operação, diversas instalações a fuelóleo. No entanto, o choque petrolífero dos anos 70, implicou a instalação de grupos electroprodutores de maiores dimensões consumindo carvão, sendo que este combustível não se encontra sujeito aos factores geopolíticos relativos ao domínio mundial da produção de petróleo, pelo que o seu preço por unidade de energia disponibilizada, é bastante menor.

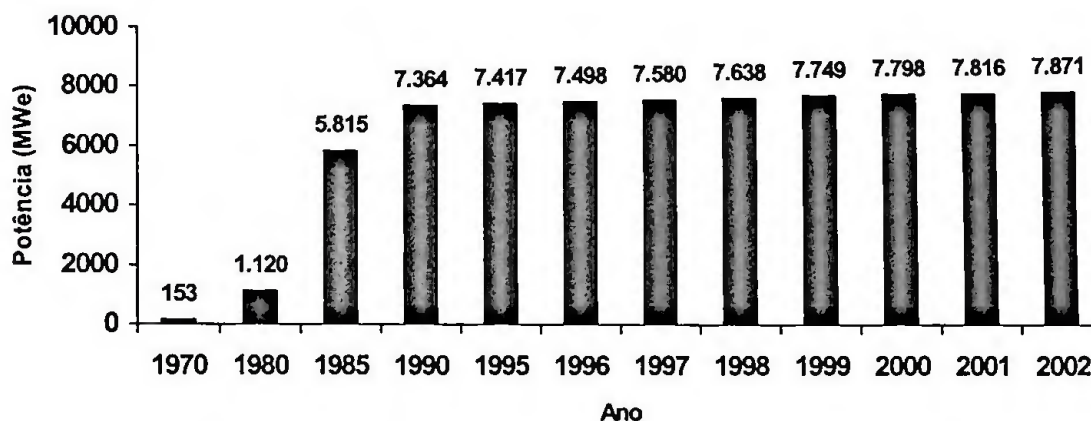
A partir do final da década de 90, iniciou-se a instalação de grupos electroprodutores consumindo gás natural, sendo previsível que, considerando os planos de expansão do parque electroprodutor ibérico, este tipo de instalações terá tendência para dominar a primeira década do século XXI. Esta última opção, encontra-se relacionada com dois factores, a disponibilidade de gás natural em largas quantidades através de gasoduto, e o facto de que ambientalmente é bastante mais favorável que as centrais clássicas a carvão e fuelóleo, apresentando menores emissões específicas de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>/MWh), muito reduzidas de NO<sub>x</sub> e praticamente inexistentes de SO<sub>2</sub> e partículas.

Outros factores importantes de decisão, relacionam-se com: a rapidez de montagem e entrada em operação de instalações de CCGT, que é aproximadamente 3 vezes menor que uma central clássica a carvão; e o menor investimento previsto, relacionado com a redução de equipamentos auxiliares. Verifica-se que a idade média do parque térmico é elevada, e que parte das tecnologias utilizadas, encontram-se ultrapassadas do ponto de vista tecnológico, com as consequentes implicações ambientais.

Em Espanha, e durante a década de 70, iniciou-se a instalação de grupos electroprodutores nucleares, sendo que durante a década de 80, a maior parte entrou em operação, e na década de 90, a capacidade de produção praticamente estabilizou. Portugal, foi pioneiro na instalação de grupos produtores CCGT, no ano de 1999, através da empresa Turbogás, cuja gestão do projecto foi efectuada pela extinta PROET, actualmente EDP Gestão da Produção S.A.

Na Figura 23, caracteriza-se a evolução da potência nuclear instalada em Espanha, desde a década de 70 do século passado.

Figura 23 – Evolução da potência instalada em Espanha em centrais nucleares.

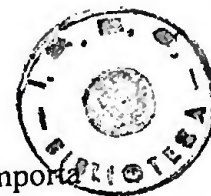


Fonte: UNESA

Este tipo de tecnologia, caracteriza-se pelos elevados investimentos iniciais, no entanto, o reduzido preço do kWh final (elevados períodos de amortização), têm como consequência uma elevada competitividade. Os problemas associados, prendem-se com o tratamento de resíduos, segurança das instalações, e possibilidade de efeitos ambientais nefastos com consequências a longo prazo (décadas) em caso de sinistro.

Do que foi referido, verifica-se que ambientalmente a elevada quantidade de energia produzida na Península Ibérica com recurso a combustíveis fósseis, em instalações de idade avançada com a respectiva tecnologia obsoleta, tem como consequência uma necessidade de adaptação às novas normas ambientais, que exigem avultados investimentos.

Estes investimentos, caracterizam-se na necessidade de introduzir sistemas de limpeza de gases, para reduzir emissões de óxidos de azoto e enxofre (responsáveis respectivamente pela destruição da camada de ozono e pelas chuvas ácidas), bem como de partículas. A opção de instalação de ciclos combinados a gás natural, CCGT, permite evitar este tipo de investimentos ambientais em centrais existentes, e por outro lado, beneficiar da venda das licenças de emissão no recentemente criado, mercado de emissões. Os largos períodos verificados nomeadamente em Espanha, em que não se verificaram investimentos em novos centros de produção, tem como consequência o facto de que a capacidade de produção *versus* picos de consumo se encontra muito próxima do limite.

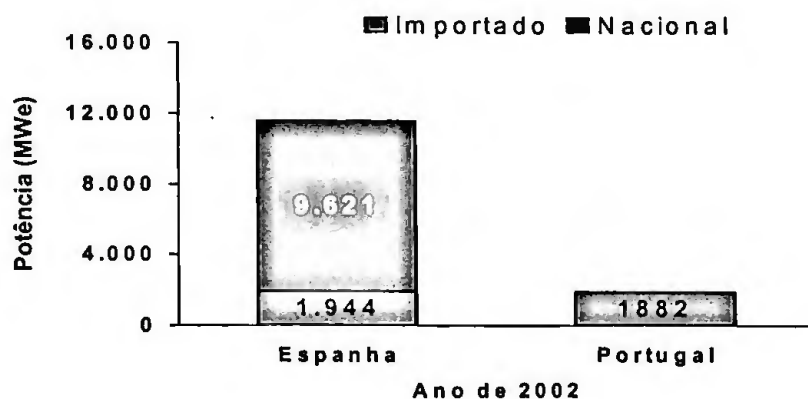


Como Portugal não possui no seu território reservas de combustíveis fósseis, importa elevadas quantidades de carvão, petróleo, gás natural, nafta, etc., de forma a satisfazer o consumo de energia. A antiga Central da Tapada do Outeiro, propriedade da EDP, e actualmente descomissionada, consumia carvão nacional, proveniente inicialmente na sua maior parte das minas do Pejão, mas o elevado teor de cinzas, conjugado com o esgotamento das minas, implicou o término desta actividade, passando os Grupos electroprodutores, a consumir exclusivamente fuelóleo importado.

Por outro lado, Espanha possui algumas Centrais à “boca da mina”, utilizando reservas de combustíveis fósseis existentes no próprio país, situação que tem vindo a ser alterada, prevendo-se a alteração de centrais existentes para consumir maioritariamente carvão importado.

Tem-se verificado uma diversificação das fontes de energia, nomeadamente o gás natural, o qual, através do gasoduto que percorre o território nacional, permite garantir o abastecimento deste combustível. Para consolidar esta estratégia de diversificação, foi construído um cais de recepção de navios tanque de gás natural na localidade de Sines. Por seu lado, Espanha, com um maior território, optou por construir diversas centrais térmicas convencionais e nucleares, distribuídas ao longo do seu extenso território. De igual forma, e tal como em Portugal, em Espanha tem-se verificado uma intensa construção de CCGT, seguindo uma política de diversificação com recurso ao gás natural. Na Figura 24 e na Figura 25, caracteriza-se a capacidade de produção a carvão existente em ambos os países da Península Ibérica, sendo referida a origem do carvão, caso este seja nacional ou importado.

Figura 24 – Potência instalada a carvão em Espanha e Portugal no ano de 2002.



Fonte: UNESA

Figura 25 – Energia produzida com recurso a carvão no ano de 2002, em Espanha e Portugal.

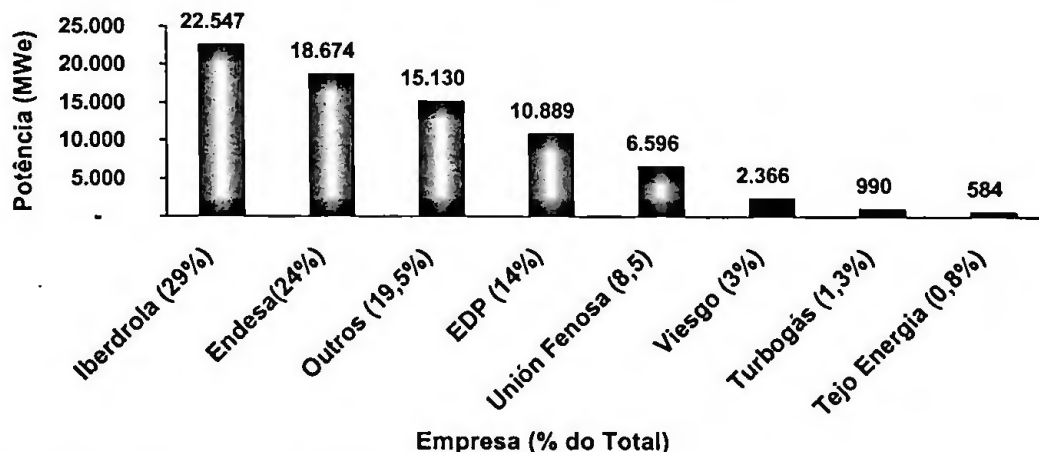


Fonte: UNESA

### 3.4 Caracterização das maiores empresas produtoras de electricidade

Na Figura 26, é caracterizada a capacidade de potência eléctrica instalada na Península Ibérica, de cada uma das principais empresas produtoras de electricidade, no final de 2004.

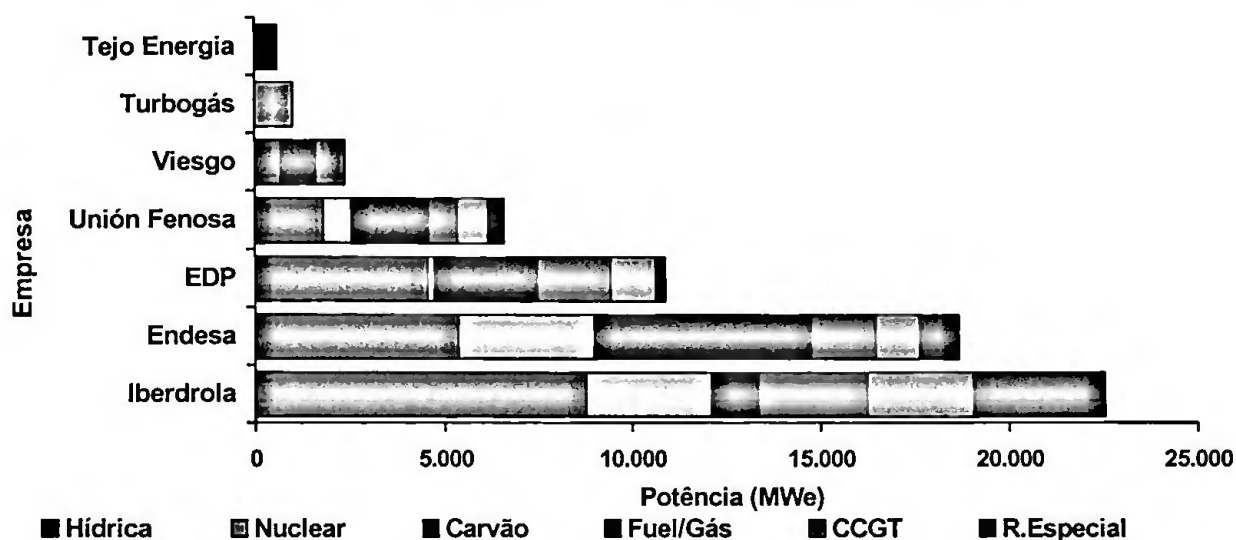
Figura 26 – Caracterização da potência instalada por empresa de produção de electricidade em 2004.



Fonte: Rede Eléctrica Nacional, Rede Eléctrica de España

Verifica-se que as 2 maiores empresas de produção de electricidade possuem em conjunto mais de 50% da capacidade de geração de energia. Esta análise, considera que a empresa Hidrocantábriico pertence ao Grupo EDP, sendo os seus activos incluídos no valor global. Na Figura 27, é representada a capacidade de produção das 6 maiores empresas, discriminada por tipo de tecnologia.

Figura 27 – Capacidade de produção instalada, por tipo de tecnologia e por empresa, em 2004.



Os resultados apresentados, demonstram a diferença entre as tecnologias de produção verificadas nas empresas existentes, destacando-se o seguinte:

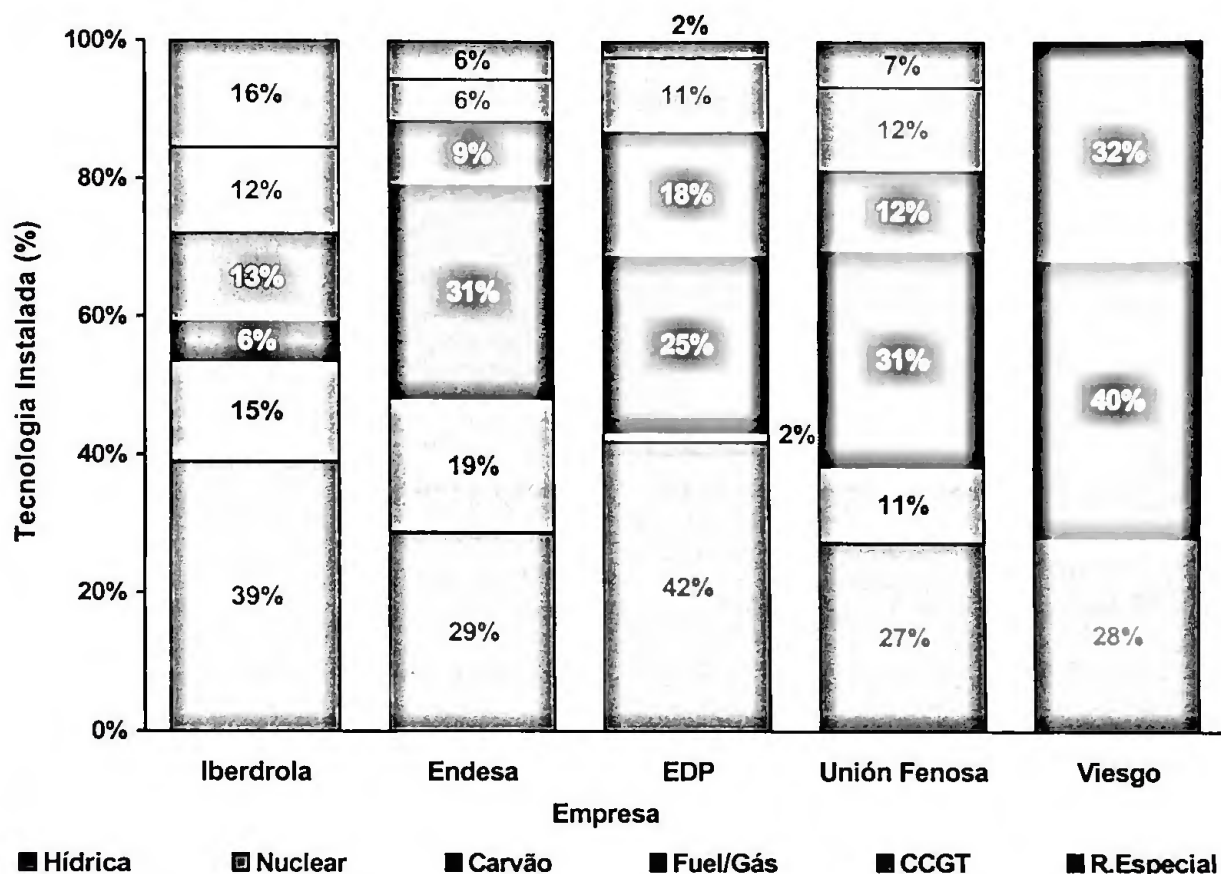
- a capacidade de produção com carvão da Endesa e da EDP;
- a capacidade de produção hídrica e de regime especial da Iberdrola;
- a capacidade de produção hídrica da EDP.

Na Figura 28, caracteriza-se percentualmente o *mix* de produção das 5 maiores empresas de electricidade da Península Ibérica, salientando-se que:

- A Endesa e a EDP possuem uma elevada percentagem de capacidade instalada de centrais a carvão, 31% e 25% respectivamente. Relativamente a instalações de produção em regime especial, nas quais se enquadram as eólicas e cogerações, a capacidade é de apenas 6% para a Endesa e 2% para a EDP.
- A EDP possui uma potência instalada hídrica de aproximadamente 42% face ao total instalado, significando uma elevada quantidade de energia produzida com estes meios, quando as condições de hidraulicidade o permitem;
- A Iberdrola possui aproximadamente 54% da sua capacidade de produção recorrendo, a recursos hídricos (39%) e de regime especial (16%). Do regime especial, 2 891 MWe são relativos a geradores eólicos<sup>23</sup>. Esta empresa, apenas possui 6% de capacidade de produção com recurso a carvão.

<sup>23</sup> Fonte: Iberdrola, Resultados 2004 e Informe Trimestral 2004.

Figura 28 – Caracterização percentual do *mix* de produção das 5 maiores empresas em 2004.

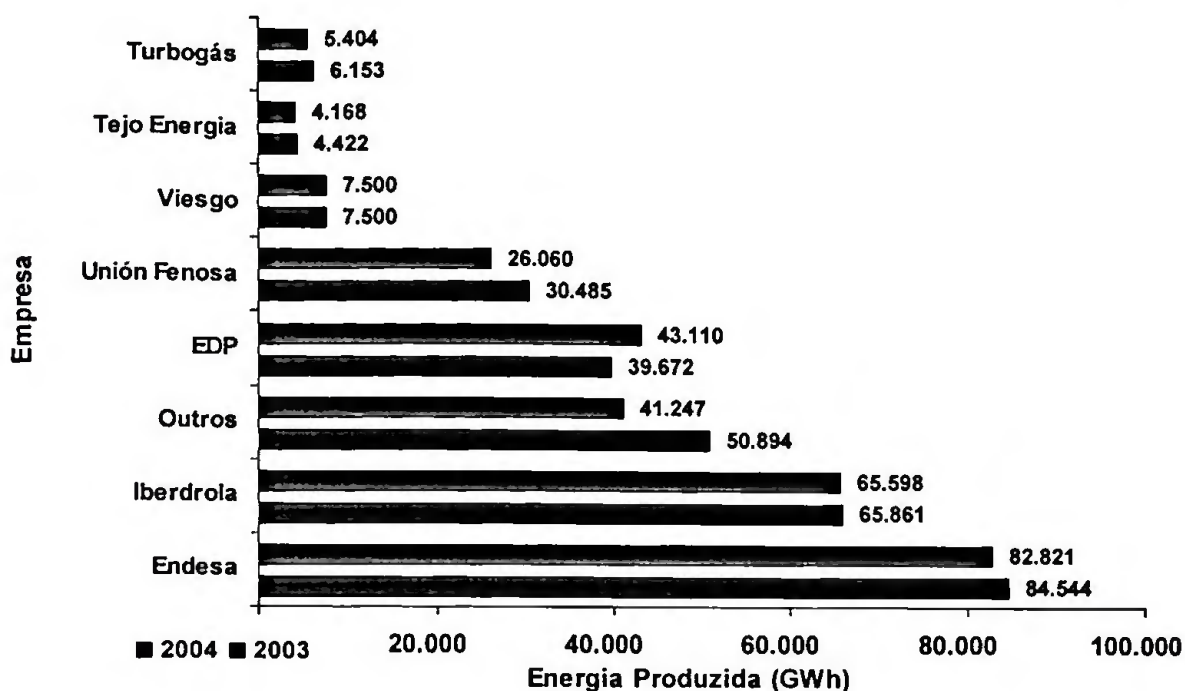


Salientando-se a capacidade de produção em regime especial da Iberdrola, refira-se que em Dezembro 2003 o conselho de administração desta empresa aprovou a compra, através da sua filial de energias renováveis, de vários parques eólicos à empresa Espanhola Gamesa (995 MWe), pelo valor total de aproximadamente mil milhões de Euros, permitindo duplicar a sua potência instalada em renováveis, de 1 414 MWe em 2002 para 2 257 MWe em 2003, tendo finalizado o ano de 2004 com 3 206 MWe<sup>24</sup>.

Relativamente à energia produzida por cada uma das empresas Ibéricas, em 2003 e 2004, foram registados os valores apresentados na Figura 29. Note-se que, foi igualmente calculado o valor aproximado de produção de energia eléctrica na Península Ibérica, correspondente às restantes empresas existentes, sendo referenciadas como “Outros”.

<sup>24</sup> Fonte: Iberdrola, Resultados 2004 e Informe Trimestral 2004.

Figura 29 – Energia produzida pelas diversas empresas na Península Ibérica nos anos 2003 e 2004.

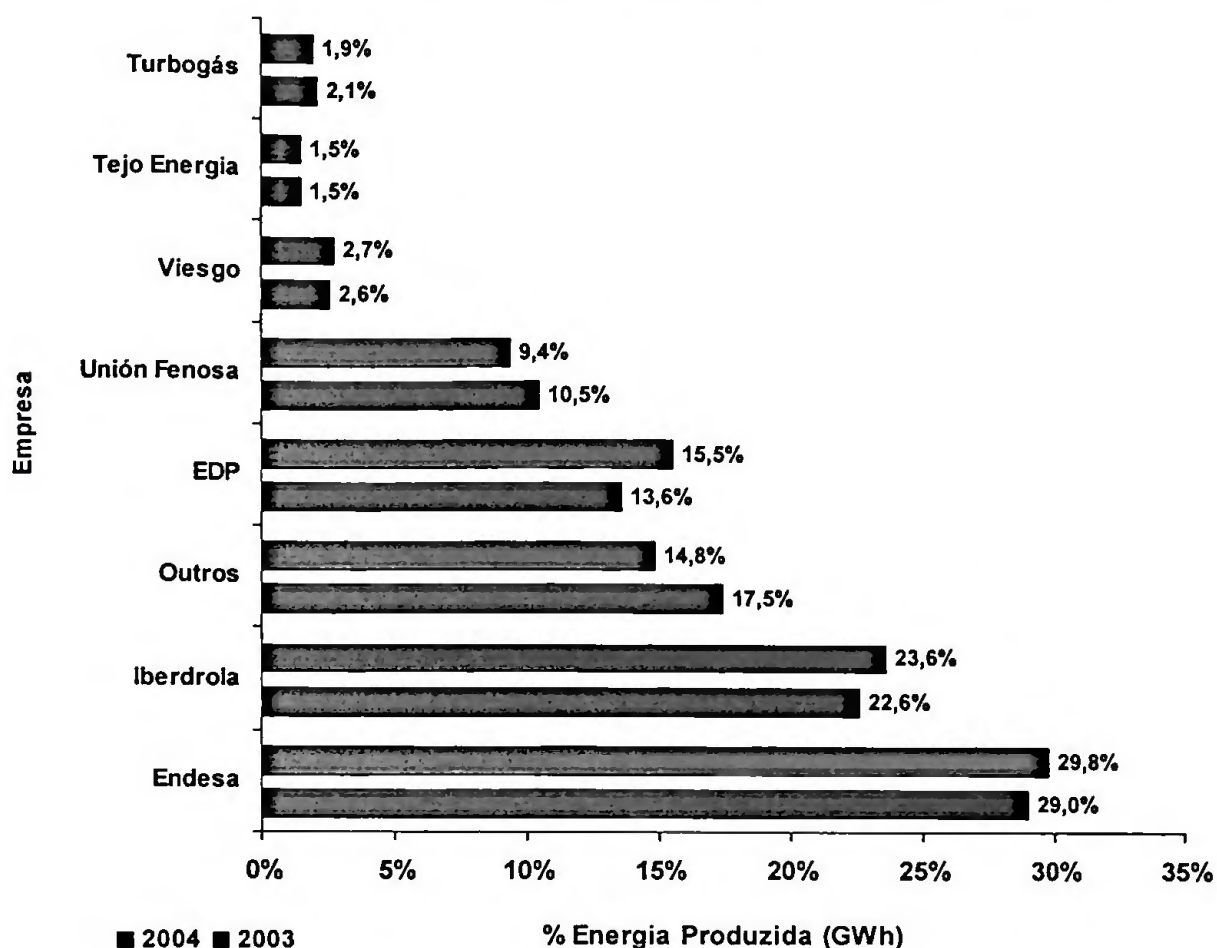


Dos valores apresentados, o correspondente à empresa Viesgo para o ano de 2004, é uma estimativa idêntica em valor ao verificado em 2003, pois não se encontram disponíveis dados mais recentes. Das empresas consideradas, exceptuando a Viesgo e outros produtores de menores dimensões, a EDP foi a única empresa cuja produção na Península Ibérica diminuiu, em parte devido à fraca hidraulicidade verificada em 2004, o que implicou a importação de energia de Espanha.

A percentagem face ao total de energia produzida na Península Ibérica, de cada uma das maiores empresas em 2003 e 2004 apresenta-se na Figura 30.

Na Península Ibérica, a capacidade de produção hídrica toma especial relevo face às restantes tecnologias de produção utilizadas, o que se traduz em vantagens relativamente à quantidade de CO<sub>2</sub> emitido por unidade de energia produzida. No entanto, e como anteriormente referido, a capacidade de produção hídrica encontra-se dependente de condicionantes ambientais, as quais, devido à probabilidade de ocorrência necessitam de ser complementadas com um excesso de capacidade de produção térmica, que permita garantir o suprimento energético da rede.

Figura 30 – Caracterização percentual da energia produzida pelas empresas no ano de 2004.



Pode inferir-se que a capacidade de produção da Endesa e da Iberdrola, ambas sediadas em Espanha, é largamente superior à capacidade de produção da EDP.

Salienta-se o facto da EDP, possuir um *mix* de tecnologias de produção bastante equilibrado entre fontes térmicas e hídricas, resultante das condicionantes ambientais e geográficas de Portugal Continental, nomeadamente devido aos rios Minho, Tejo e Mondego. A EDP não possui qualquer instalação nuclear em Portugal, no entanto através da Hidrocontábrico, possui uma participação de 15,5 %, equivalente a 165 MWe, na *Central Nuclear de Trillo*, situada na província de Guadalajara, Espanha.

Por outro lado, a Hidrocontábrico possui uma capacidade de produção hídrica e térmica de aproximadamente 426 MWe e 2 625 MWe, respectivamente, dos quais 400 MWe térmicos, correspondem à Central de Ciclo Combinado de Castejón. No total, a Hidrocontábrico possui instalados 3 217 MWe.

### **3.5 Expansão prevista do parque de produção**

As diversas empresas do sector eléctrico, possuem planos de expansão do seu parque de produção, nomeadamente do parque de produção termoeléctrico.

A caracterização da expansão do parque de produção de algumas das empresas electroprodutoras, passa também pela análise do parque termoeléctrico existente, devido às restrições ambientais existentes na UE, e que a partir de 2008 irão impor limites de emissão de outros gases, além do CO<sub>2</sub>, nomeadamente de óxidos de enxofre, e dióxidos de azoto. As emissões de partículas também irão ser penalizadas, nomeadamente as verificadas nas centrais termoeléctricas a carvão e a fuelóleo.

#### **3.5.1 EDP – Energias de Portugal**

Em Portugal, na EDP (Energias de Portugal), entrou em operação durante o ano de 2004 o 2º Grupo a gás natural da Central do Ribatejo, e em 2006, irá entrar o 3º Grupo em operação. De acordo com as actuais informações disponibilizadas pelos meios de comunicação social, é previsível que venham a ficar disponíveis até 2005 mais 800 MWe a gás natural, e até 2009 outros 1 600 MWe, sendo possivelmente 800 MWe localizados na zona de Vila Velha de Ródão, e 800 MWe na Figueira da Foz.

Actualmente, encontram-se em construção diversos parques eólicos, os quais deverão totalizar uma potência de aproximadamente 150 MWe. Relativamente a grande hídricas, até 2010, a EDP espera colocar em funcionamento aproximadamente 800 MWe, correspondente a 2 grandes projectos, o Alqueva e Venda Nova II.

A Hidrocantábrico é proprietária do ciclo combinado de Castejón, com uma potência instalada de aproximadamente 393 MWe, sendo expectável a construção de outro idêntico a partir de 2006. Relativamente a energia renováveis, esta empresa possui participação directa em três companhias, a Genesa (100%) a Sinae (80%) e a Santillana (49%). A Genesa, espera incluir em 2004 e 2005, mais 154 MWe e 159 MWe respectivamente, provenientes de geração eólica. A Sinae, prevê a colocação em operação de uma instalação que consome gás siderúrgico, e uma mini hídrica de 2,8 MWe. Por outro lado, a empresa Santillana possui 39 MWe, e não são referidos quaisquer planos de expansão.

### **3.5.2 Endesa**

Em Espanha, a Endesa pretende expandir o seu parque electroprodutor através da construção de ciclos combinados até 2009, com uma potência total de 3 200 MWe (actualmente possui 1 141 MWe). Com esta opção de investimento em Centrais de Ciclo combinado a gás natural, a empresa espera obter vantagens competitivas, conjugando o referido com a sua grande dimensão e diversificação das fontes de energia, garantindo a satisfação de consumos e redução da dependência energética. Relativamente a energias renováveis, a empresa pretende instalar 2 100 MWe adicionais de 29 MWe.

### **3.5.3 Iberdrola**

Em 2004, a empresa Iberdrola, incrementou a sua capacidade de produção com recurso a ciclos combinados, atingindo no final de 2004 uma potência de 2 800 MWe. Em 2005 e 2007, esperam ter instalado um total de aproximadamente 4 000 MWe e 5 600 MWe respectivamente. Do que foi referido, a expansão do parque electroprodutor desta empresa, passa pela colocação em serviço em 2005, 2006 e 2007 de mais 1 200 MWe, 800 MWe e 800 MWe de instalações CCGT, respectivamente.

Relativamente a fontes de energia alternativas, esta empresa possui actualmente 3 206 MWe, dos quais 2 891 MWe eólicos e 315 MWe de mini hídricas, sendo líder mundial de capacidade de produção renovável. Em 2008, esperam possuir 4 500 MWe de energias renováveis apenas em Espanha, e 1 000 MWe noutros países. Também em Portugal, esta empresa prevê a possibilidade de construir um CCGT de 400 MWe, na zona da Figueira da Foz.

### **3.5.4 Unión Fenosa**

A Unión Fenosa, pretende colocar em operação entre 2004 e 2006, um total de 2 800 MWe de produção com recurso a ciclos combinados. As previsões apontam para que, em 2005 e 2006, entrem em operação 1 200 MWe e 800 MWe, respectivamente.

Este produtor, refere que o posicionamento da empresa no sector do gás, permitirá abastecer centros produtores com turbinas de gás em condições vantajosas, assegurando competitividade. Tal como a EDP, esta empresa pretende desenvolver este tipo de produção, facilitando a integração na cadeia de valor do negócio do gás natural.

Relativamente a fontes de energia alternativas, nos próximos anos este produtor espera colocar em operação 36 MWe e 44 MWe de centros de produção eólicos e mini hídricos, respectivamente. Também irão participar em 49% na instalação de uma central de tratamento de lixo, com uma potência total de 71 MWe. Em Dezembro de 2003, formalizaram um acordo de financiamento para construção de seis projectos de energias renováveis (hídrica e eólica), com uma potência prevista total de 130,5 MWe.

### 3.5.5 Tejo Energia

A empresa Tejo Energia poderá no futuro, desde que seja atribuída licença, instalar 800 MWe através de dois grupos de ciclo combinado nas actuais instalações localizadas em Portugal no distrito de Abrantes.

### 3.5.6 Resumo comparativo

O Quadro IV, resume a expansão prevista para o parque electroprodutor de ciclos combinados, atrás descritos. As unidades são em MWe. Com recurso às licenças de emissão atribuídas pelo PNALE Espanhol, incluiu-se os dados referentes à empresa Gás Natural e outras. Foi igualmente considerada a possibilidade de atribuição de uma licença de exploração à empresa Iberdrola, para construção de uma central de ciclo combinado na Figueira de Foz, Portugal.

Quadro IV – Evolução do parque electroprodutor com recurso a CCGT, até 2007.

Empresa\Ano	2005	2006	2007	Total (MWe)	% Total
Iberdrola	2800	1200	400	4400	22%
Endesa	1141	-	400	1541	8%
EDP	1584	-	800	2384	12%
Unión Fenosa	1600	400	1200	3200	16%
Turbogás	990	-	-	990	5%
Gás Natural	1600	1200	400	3200	16%
Outros	2800	1600	-	4400	22%

A potência total previsível de instalar na Península Ibérica até 2007, atinge os 20 000 MWe de CCGT, não considerando outros investimentos, nomeadamente em energias renováveis. Como se pode constatar, a Iberdrola, poderá atingir aproximadamente 4 400 MWe de instalações de ciclo combinado, correspondendo a aproximadamente 22% do total previsto que estará em operação até ao ano de 2007.

O elevado investimento efectuado na construção de novas centrais de ciclo combinado, irá permitir substituir antigos grupos electroprodutores, de tecnologia obsoleta, que consomem combustíveis como o carvão e o fuelóleo. No Quadro V, são apresentados os dados totais correspondentes a centrais a fuelóleo e carvão, que é previsível que venham a ser descomissionadas de serviço até 2007, pelas diversas empresas. Como pode verificar-se, apesar de aproximadamente 7 353 MWe irem ser descomissionados, com as previsões de instalação de novas CCGT, a capacidade de produção irá aumentar substancialmente.

**Quadro V – Descomissionamento previsto de centrais térmicas clássicas.**

<b>Empresa</b>	<b>Potência (MWe)</b>
<b>Endesa</b>	<b>2.019</b>
<b>Iberdrola</b>	<b>3.207</b>
<b>Unión Fenosa</b>	<b>1.097</b>
<b>Viesgo</b>	<b>833</b>
<b>EDP</b>	<b>197</b>
<b>Total</b>	<b>7.353</b>

Adicionalmente, a implementação de projectos na áreas de instalações de produção com recurso a fontes renováveis, nomeadamente energia eólica e solar foto – voltaica, irão criar uma maior capacidade de potência instalada, excedendo-se ainda mais a potência que é previsível descomissionar, correspondente às centrais de tecnologia de produção ambientalmente obsoletas.

### **3.6 Atribuição de licenças de emissão às empresas em análise**

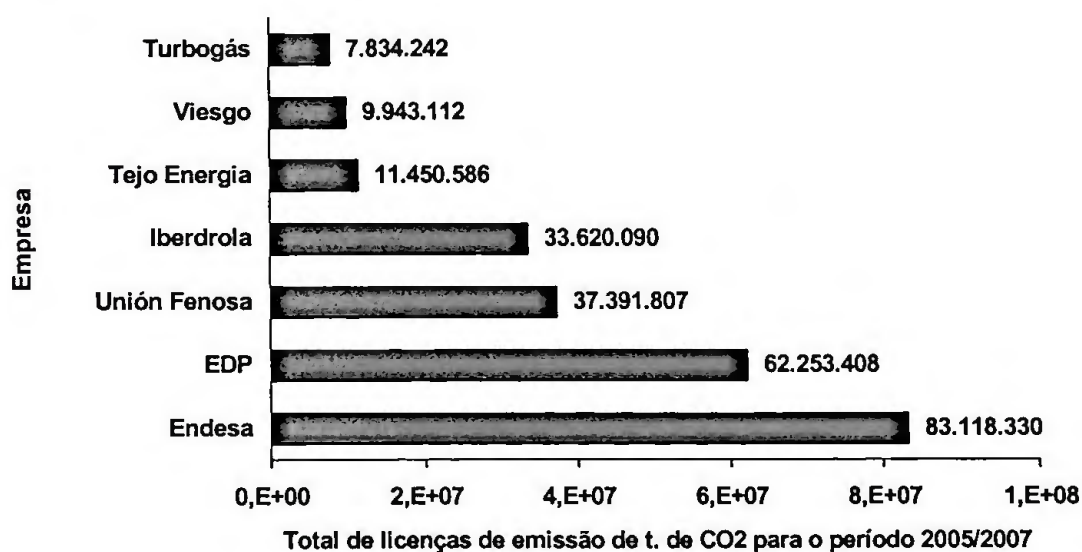
Espanha, Portugal e os restantes países da UE, notificaram os respectivos PNALE à Comissão Europeia para análise, comentários e aprovação. Considerando a directiva 2003/87/CE, Portugal e Espanha desenvolveram os respectivos PNALE para o período que decorre entre 2005 – 2008, tendo Portugal e Espanha notificado a Comissão, a 25 de Junho e 3 de Dezembro de 2004, respectivamente.

A decisão da Comissão foi positiva, tendo ambos os documentos sido aprovados a 20 de Outubro e 27 de Dezembro de 2004, para Portugal e Espanha, respectivamente. No entanto, por indicação da Comissão, deverá ser ainda efectuada uma ligeira redução às licenças atribuídas às instalações existentes, e aumentadas as licenças disponíveis para futuros entrantes, mantendo contudo a quantidade total de licenças idênticas.

Em Portugal, a Decisão do Conselho de Ministros n.º 53/2005 de 3 de Março aprova o PNALE relativo ao período de 2005-2007, que no entanto deverá considerar a ressalva anterior. Em Espanha, e conforme o Real Decreto-lei 60/2005 de 21 de Janeiro, que modifica o Real Decreto 1866/2004 de 6 de Setembro, foi aprovada a atribuição individualizada de direitos de emissão para o referido período. No caso espanhol, a proposta do Governo teve como objectivo, garantir que as centrais de ciclo combinado iriam produzir mais energia que as centrais a carvão, já em 2006, o que será ainda mais notório em 2007.

Na Figura 31, resumem-se graficamente as quantidades de licenças atribuídas na última versão do PNALE de Espanha e Portugal, a cada uma das maiores empresas de produção de electricidade, no período 2005-2007, para as instalações localizadas na Península Ibérica<sup>25</sup>. No entanto, os valores apresentados ainda deverão ser ligeiramente reduzidos. Como até à presente data ainda não foram apresentados os valores finais de ambos os PNALE, serão considerados na presente dissertação os valores referidos, que, de acordo com as últimas informações, pouco irão diferir dos finais. Na presente análise, não foram considerados os dados referentes a quaisquer instalações localizadas nas ilhas.

Figura 31 – Licenças de emissão de CO<sub>2</sub> provisórias atribuídas às maiores empresas do mercado.



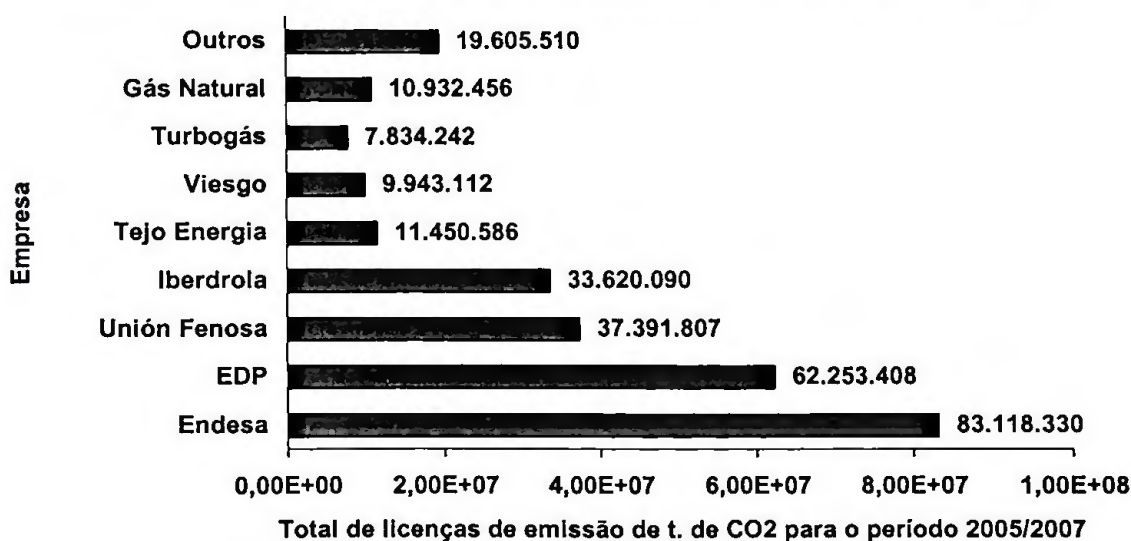
<sup>25</sup> Fonte: Ministério da Economia, Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub> (PNALE) 2005-2007 Versão a Notificar à Comissão, Maio de 2004.

A Iberdrola, de forma a garantir o cumprimento dos seus limites de emissão de CO<sub>2</sub>, decidiu considerar no seu plano estratégico que as centrais CCGT iriam produzir durante cerca de 5 250 horas/ano, enquanto que as centrais a carvão iriam produzir durante 4 950 horas/ano. À Iberdrola, foi atribuída uma quantidade de licenças próxima da proposta, tendo esta empresa referido que a atribuição efectuada pelo Governo Espanhol não prejudicou a empresa<sup>26</sup>.

Outros concorrentes irão entrar no mercado de produção de energia, nomeadamente a empresa Espanhola Gás Natural, a qual prevê até 2007, instalar em Espanha, 6 ciclos combinados, perfazendo um total de 2 400 MWe. No total, são 7 concorrentes que irão instalar aproximadamente 17 Grupos de CCGT, perfazendo um total de 6 800 MWe, a que correspondem até 2007 um total de emissões de 32 667 kt de CO<sub>2</sub>.

Considerando o referido, actualizando os dados anteriores em função das emissões previstas de novos concorrentes que irão entrar no mercado, obtêm-se os resultados apresentados na Figura 32. Esta figura, pretende sensibilizar acerca das quantidades de licenças disponibilizadas a novos entrantes. Estas licenças atribuídas inserem-se no objectivo de liberalização do mercado de produção de electricidade ibérico, permitindo a entrada de um conjunto de novos produtores, embora localizados em Espanha.

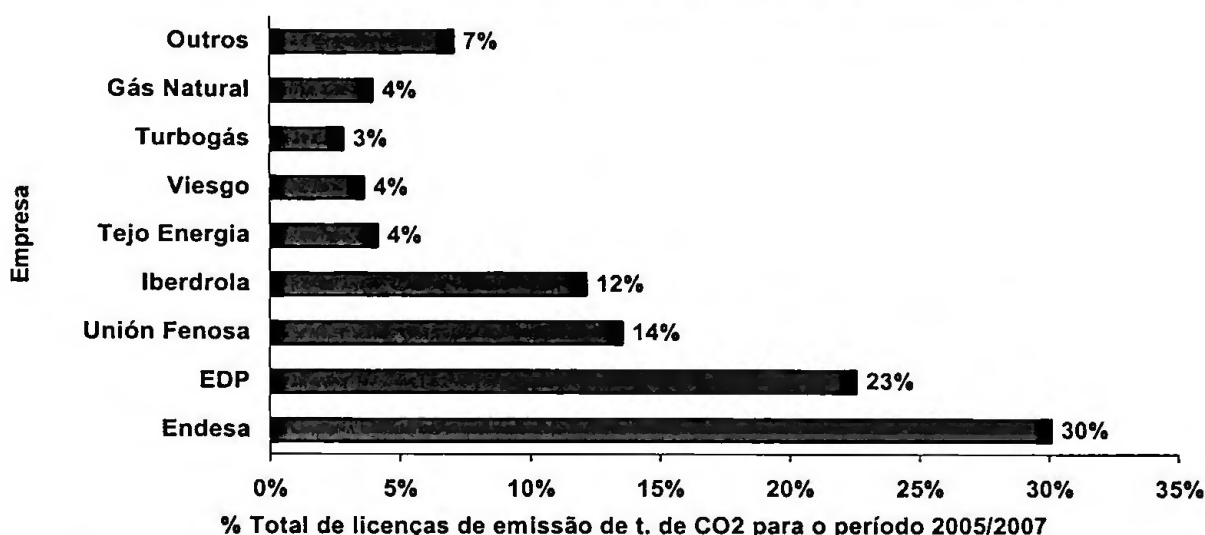
Figura 32 – Licenças de emissão provisórias atribuídas ao sistema peninsular, período 2005-2007.



<sup>26</sup> Fonte: Iberdrola, Resultados 2004 Informe Trimestral 2004.

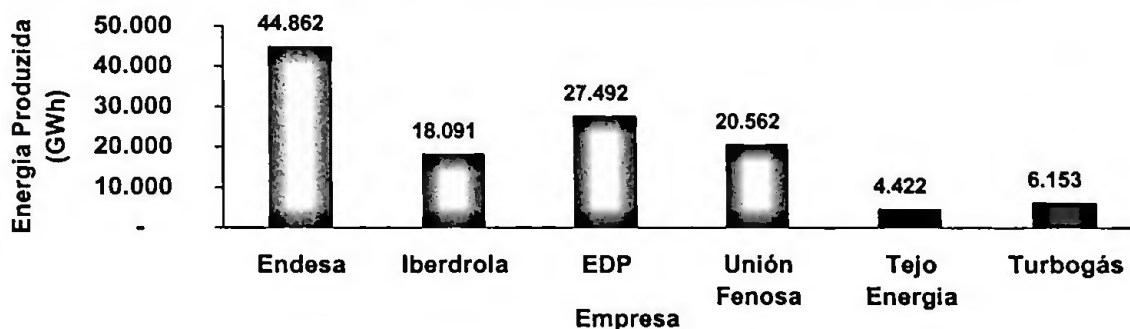
Como pode verificar-se, as empresas Endesa e EDP, reflectem nas licenças de emissão atribuídas o seu *mix* de combustível, i.e., são as empresas que recorrem a combustíveis fósseis, nomeadamente o carvão e gás natural, para produzir energia, sendo que à primeira foi atribuída a maior quantidade de licenças de emissão, por ser igualmente a empresa que possui o maior parque electroprodutor deste tipo. Percentualmente, os valores correspondentes a cada uma das empresas consideradas na Figura 32, são resumidos na Figura 33.

Figura 33 – Percentagem licenças de emissão atribuídas ao sistema peninsular período 2005-2007.



Na Figura 34, representa-se a energia produzida com recurso a combustíveis fósseis, não se considerando energia produzida em cogerações. Infere-se que a Endesa e a EDP apresentam uma elevada produção com recurso a combustíveis fósseis. A Tejo Energia e a Turbogás apenas produzem energia com recurso a combustíveis fósseis, embora com tecnologias diferentes, central clássica a carvão e CCGT a gás natural, respectivamente.

Figura 34 – Energia produzida com recurso a combustíveis fósseis em centrais clássicas e CCGT.

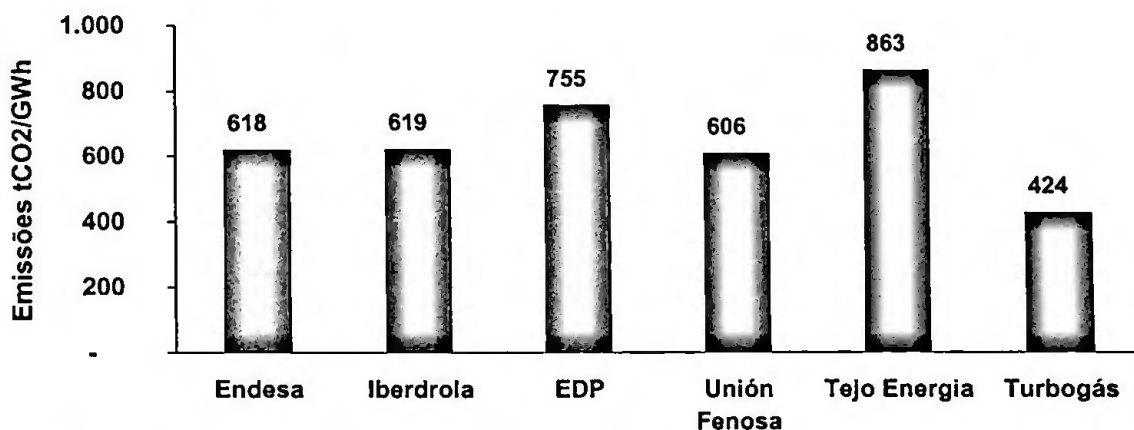


Conclui-se que a Endesa é a maior produtora de electricidade com recurso a combustíveis fósseis da Península Ibérica, sendo seguida de perto pelo Grupo EDP (incluindo a Hidrocantábrico). A Iberdrola, apresenta-se como a 3ª maior produtora, no entanto, a sua política de aposta em energias renováveis implica uma menor quantidade de emissões de CO<sub>2</sub>.

Um indicador ambiental pode ser dado pela comparação entre as emissões específicas de CO<sub>2</sub> em função da energia produzida. Assim, e efectuando a relação entre a energia produzida com recurso a combustíveis fósseis em centrais térmicas convencionais e ciclos combinados no ano de 2004, e os valores médios de emissões para o período 2005-2007, em tCO<sub>2</sub>/GWh, obtém-se um indicador que permite posicionar os diversos produtores entre si, tal como representado na Figura 35.

As centrais a carvão emitem mais CO<sub>2</sub> do que as centrais CCGT, pois, além do carvão possuir uma percentagem de carbono mais elevado, a eficiência deste tipo de centrais é também menor. Pode inferir-se da Figura 35, que a Tejo Energia apresenta as maiores emissões específicas de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>/MWh), o que está de acordo com o facto de possuir unicamente tecnologia clássica de produção a carvão.

Figura 35 – Emissões de referência por empresa, em tCO<sub>2</sub>/GWh.



A empresa Turbogás, constituída por 3 unidades CCGT, obviamente possui a menor quantidade de emissões, pois as quantidades de CO<sub>2</sub> resultantes da combustão do gás natural, bem como a eficiência na conversão de energia beneficiam em muito o valor obtido. A empresa Viesgo, não foi incluída na análise, devido ao facto de não estarem disponibilizados dados que permitissem analisar o pretendido.

## **4 Determinação do impacto do CELE na capitalização bolsista e implicações nas estratégias empresariais**

Tal como foi referido no Capítulo 2, a criação do mercado de CO<sub>2</sub> deverá permitir que as licenças sejam transaccionadas a um valor que deverá situar-se próximo do custo marginal relativo à redução de uma tonelada. No sector eléctrico, a aposta em energias renováveis, energia nuclear, ou na transformação de grupos electroprodutores consumindo carvão ou fuelóleo, em centrais de ciclo combinado, permitem atenuar as emissões específicas de CO<sub>2</sub> por MWh emitido. O investimento em produção de energia, com recurso a fontes de energias renováveis, apresenta, entre outros, os seguintes problemas:

- A construção de centrais hidroeléctricas na Península Ibérica, implica elevados investimentos, bem como a sujeição a um conjunto de procedimentos para licenciamento, nomeadamente ambientais, que tornam onerosa e longa a sua instalação;
- A construção de parques eólicos, com tarifas fortemente subsidiadas (atingindo valores de 0,88 €/kWh), encontra-se em fase de estagnação, esperando-se no futuro uma redução deste tipo de investimento, pelo menos enquanto os investimentos previstos não forem concretizados.

Do referido, verifica-se que a construção de ciclos combinados, bem como a reconversão de unidades existentes a carvão e fuelóleo para CCGT, apresenta-se como o cenário de investimento mais interessante, considerando tempos de instalação, custos de investimento específico, e performance ambiental resultante nomeadamente da combustão do gás natural.

### **4.1 Ponto crítico para reconversão de central a carvão para CCGT**

A comparação de custos de produção entre os diversos tipos de tecnologia, permite determinar o valor que a tonelada de CO<sub>2</sub> deverá atingir, de forma a justificar economicamente o investimento de transformação, ou substituição de unidades clássicas existentes de produção a carvão, que actualmente garantem a base de produção em Portugal e parcialmente a de Espanha, para centrais de CCGT.

Actualmente, a evolução do preço do gás natural, encontra-se directamente relacionado com o custo do petróleo, i.e., aumentos do preço do crude para valores superiores a 60 US\$/barril, irão levar a um aumento directo do preço do gás natural. A Península Ibérica, encontra-se largamente dependente dos fornecimentos de gás natural da Argélia, embora já se encontrem em operação diversos terminais de gás naturais ao longo da costa Espanhola e na localidade de Sines em Portugal, que permitem receber navios metaneiros.

O presente estudo, considera que o preço do gás natural, irá continuar a acompanhar o preço do crude, no entanto, os elevados consumos de gás verificados na UE, e a liberalização deste mercado, poderão levar a um desacoplamento significativo do preço de ambos, num futuro próximo.

Neste estudo, considera-se um custo actual do carvão betuminoso importado de aproximadamente 2,00 €/GJ, e do gás natural de aproximadamente 4,50 €/GJ<sup>27</sup>.

O custo para substituição de uma instalação electroprodutora a carvão por uma instalação de ciclo combinado a gás natural, é determinado de acordo com os diversos custos fixos e variáveis associados a cada tipo de tecnologia, bem como o custo de investimento para a nova central CCGT. As emissões específicas associadas de CO<sub>2</sub> a ambos os processos, permitem determinar qual o valor que a tonelada deste poluente terá de atingir, para que o investimento de substituição de ciclos convencionais para ciclos combinados seja rentável.

Adicionalmente, considera-se que o tempo de vida útil de uma unidade CCGT é de 15 anos, enquanto que uma unidade convencional a carvão existente, em que sejam efectuadas substituições de alguns componentes críticos, poderá facilmente igualar o tempo de vida referido. Associado ao custo de combustível e risco de investimento, considera-se uma taxa de actualização de investimento para ambos os casos de 15%.

---

<sup>27</sup> Fonte: *International Energy Agency* em linha [Consult. 14 de Junho 2004] disponível em <URL:<http://www.iea.org>>

**Quadro VI – Resultados comparativos entre centrais a carvão e centrais a gás natural (CCGT)**

Combustível	Unidade	Carvão	Gás Natural
Preço do Combustível	€/GJ	2	4,5
Potência Típica/Unidade	MW	600	400
Rend. Líquido do Ciclo	%	40%	61%
C. Combustível	€/MWh	18	27
Outros Custos Variáveis	€/MWh	1,5	0,75
Custo de Investimento	€/kWe	950	600,0
Investimento	M€	-	240
Tempo de Vida	Anos	-	15
Utilização Carga Nominal	%/ano	85%	85%
Produção	MWh/ano	4468	2978
Taxa de Actualização do Invest	%/ano	15%	15%
Custo de Investimento/MWh	€/MWh	-	12,1
O&M	€/MWh	10	6,0
Custo MWh Excl. Custos Fixos	€/MWh	29,5	33,3
Custo Marginal	€/MWh	29,5	45,4
<b>Determinação do preço crítico do CO2 para justificar o breakeven</b>			
Carbono Emitido	t/MWh	0,91	0,35
Custo CO2	€/t	28,0	28,0
Custo CO2 por Unidade de Ene	€/MWh	25,48	9,8
<b>Preço Final</b>	<b>€/MWh</b>	<b>55</b>	<b>55</b>

Como pode inferir-se do Quadro VI, o valor que permite que os custos de alteração do tipo de tecnologia sejam rentáveis, implicam 28€/t de CO<sub>2</sub>. Considerando, nomeadamente constante a diferença entre o preço do combustível, acima do valor determinado por licença de emissão de CO<sub>2</sub> de 28€/t, já se torna rentável substituir unidades produtoras consumindo carvão betuminoso, ou outro carvão, cujo custo seja aproximadamente o referido, por centrais CCGT de última geração.

A UE, efectuou um estudo baseado no programa PRIMES, tendo concluído que o menor custo de redução de emissões de CO<sub>2</sub> se situa em 20€/t CO<sub>2</sub><sup>28</sup>, no entanto, o referido estudo, não considerou a escalada verificada nos mercados internacionais do preço do crude. Apesar do referido, este valor encontra-se bastante próximo do preço de transacção actualmente verificado para as licenças de emissão.

<sup>28</sup> Fonte: Hendriks, de Jager et al “*Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change*”.

Custos tão elevados de CO<sub>2</sub> poderão ter um impacto a nível económico, pois pode implicar um aumento dos custos do preço final de energia, que associados à conjectura económica, pode ser mais um revés para a tão esperada recuperação económica que se pretende. De acordo com o referido, se forem considerados os preços do carvão e do gás natural verificados em 2001, determina-se um preço inferior para as emissões de CO<sub>2</sub> de 7,5€/t. Já em 2001, a partir deste valor, já se tornava rentável a alteração de unidades de produção a carvão por unidades de produção a gás natural, *shifting*.

Em resumo, no presente estudo, para determinação do impacto económico da criação do CELE nas maiores empresas de electricidade da Península Ibérica irão ser considerados três preços para as licenças de CO<sub>2</sub>, 7,5€/t, 20€/t e 28€/t

Considerando o referido no Capítulo 2, acerca do mercado da oferta e da procura, é necessário distinguir entre, o preço de formação do CO<sub>2</sub> para determinar a alteração de tecnologia e, o preço das licenças no mercado. Por exemplo, um operador que determine que para um valor de 28€/t de CO<sub>2</sub> já justifique a alteração tecnológica do carvão para gás, poderá verificar que no mercado as licenças são transaccionadas a um preço superior, logo não irá investir em “shifting” tecnológico. Como as licenças são atribuídas anualmente, e como mercado apenas se encontra numa primeira fase de operação, os riscos associados a tomadas de decisão considerando custos de licenças são bastante elevados. A relação entre as funções oferta e procura no mercado de emissões, irão estabelecer o valor de transacção de licenças, podendo ser superiores ou inferiores aos valores determinados pelos diversos intervenientes para efectuar o *shifting*.

## **4.2 Impacto expectável no preço da electricidade emitida**

A negociação das licenças de emissão poderá adicionar-se ao custo marginal de produção de electricidade, incrementando o seu preço final. A normalização dos mercados de comercialização de electricidade entre Portugal e Espanha deverá colocar em igualdade de competitividade as diversas empresas. O mercado Português apresenta uma maior eficiência na conversão de electricidade com recurso a combustíveis fósseis, facto inerente à idade do parque térmico nacional, cujo maior peso na geração ocorre através de centrais térmicas dos anos 80 e 90. Actualmente, estão em construção diversos centros produtores com recurso CCGT em Espanha, e um em Portugal, incrementando a eficiência global do parque térmico ibérico.

Com o pressuposto de que o preço da tonelada de CO<sub>2</sub> possa atingir valores entre 7,5€/t e 28€/t, um produtor de electricidade, que possua uma instalação de produção a carvão, poderá vender os seus direitos de emissão entre os valores referidos, e desta forma ter receitas relativas a energia não produzida.

Grande parte dos centros electroprodutores existentes, que consomem combustíveis fósseis, são de tecnologia antiga, necessitando de revitalização ou alterações de modo a cumprir as restrições ambientais associadas à emissão de poluentes, as quais implicam que a partir de 2008, centrais a fuelóleo e a carvão só possam operar 20 000 horas se não cumprirem os valores limites de emissão de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e partículas. Os investimentos a realizar para cumprir com os objectivos, pautam-se por valores elevados, nomeadamente no que respeita ao SO<sub>2</sub>. É expectável que a criação do mercado de CO<sub>2</sub>, seja o catalisador que acelere a modernização do parque electroprodutor, para centrais de ciclo combinado a gás natural.

### **4.3 CO<sub>2</sub>: custo marginal adicional de produção para novos entrantes**

No mercado liberalizado, o preço de electricidade varia consoante o produtor efectua a sua colocação do mercado, i.e., electricidade gerada para suprir a base do diagrama de cargas, poderá ser vendida a um preço inferior quando comparada com produção que se destina a suprir diagramas intermédios ou pontas de consumo. Neste último caso, o valor de electricidade, pode atingir valores bastante mais elevados. De acordo com o referido, novos entrantes no mercado de produção, aos quais não tenham sido atribuídas licenças de emissão, terão que as adquirir, em quantidades correspondentes à sua produção. Neste sentido, e considerando o valor limite de comercialização anteriormente determinado de 28€/t, o valor intermédio de 20€/t e o valor mínimo de 7,5€/t, pode determinar-se o custo marginal adicional do preço da energia para cada um dos cenários.

A construção de ciclos combinados na Península Ibérica, atinge actualmente cerca de 15% da capacidade de produção instalada e continua a aumentar. Desta forma, será expectável que os custos de comercialização de electricidade para suprir as cargas intermédias sejam as mais afectadas.

Em Portugal as centrais a carvão, e em Espanha as centrais nucleares, a carvão e hídricas de fio de água, deverão garantir durante os próximos anos parte da base do diagrama. Por seu lado, outras centrais a carvão, centrais CCGT, albufeiras e outras fontes de produção renováveis deverão garantir o suprimento das restantes cargas. Considerando o mencionado, determinou-se qual poderá ser o aumento de ganhos das empresas, efectuando-se uma relação entre aquela que poderá ser a produção base e a produção para suprir cargas intermédias e picos.

No Quadro VII, determina-se o preço final do MWh resultante da incorporação do custo de aquisição de uma licença de CO<sub>2</sub>, para uma central clássica a carvão. O valor de investimento por unidade de energia produzida, custos de operação e manutenção, O&M e o custo por MWh excluindo custos fixos, resultam dos valores determinados no Quadro VI.

**Quadro VII – Preço final do MWh produzido com recurso a carvão, incorporando o custo do CO<sub>2</sub>.**

Custo de Investimento/MWh	€/MWh	12,1	12,1	12,1
O&M	€/MWh	6,0	6,0	6,0
Custo MWh Excl. Custos Fixos	€/MWh	33,3	33,3	33,3
Custo Médio	€/MWh	45,4	45,4	45,4
Carbono Emitido	t/MWh	0,35	0,35	0,35
Custo licença CO <sub>2</sub>	€/t	28,0	20,0	7,5
Custo CO <sub>2</sub> por MWh	€/MWh	9,8	7,0	2,6
Preço Final	€/MWh	55,2	52,4	48,0

Como pode concluir-se, o custo final do kWh, resultante da aquisição de licenças de emissão, no caso de uma central clássica a carvão, poderá variar entre os 48€/MWh (7,5€/tCO<sub>2</sub>) e os 55,2€/MWh (28€/tCO<sub>2</sub>), correspondendo a um aumento específico relativo à incorporação dos custos relativos do CO<sub>2</sub> de 2,6€/MWh e 9,8€/MWh.

Os novos entrantes no sector de produção de electricidade, aos quais não tenham sido atribuídas licenças de emissão nos PNALE, terão que adquirir licenças de emissão, onerando o preço final da electricidade produzida. Considerando uma variação de preço de comercialização de CO<sub>2</sub> no mercado, dependendo da oferta e da procura, entre 7,5€/t e 28€/t, a electricidade gerada com recurso por exemplo a novos ciclos combinados, CCGT será onerada em aproximadamente 2,6€/MWh e 9,8€/MWh respectivamente.

A produção de electricidade com recurso a combustíveis fósseis, depende das condições ambientais, o que ao longo do ano terá consequências no preço do CO<sub>2</sub>, pois a variação de pluviosidade pode implicar que as empresas que possuam instalações hídricas, utilizem ou não, as centrais termoeléctricas para suprir a produção necessária.

Por outro lado, tanto em Espanha como em Portugal, a evolução do preço de electricidade por introdução do mercado de CO<sub>2</sub>, deverá ter o seu pleno de evolução quando o mercado ibérico de electricidade se encontrar totalmente implementando. Refira-se que a actual seca que afecta a Península Ibérica, já implicou um aumento do preço da electricidade, associada à redução de produção com recurso a fontes hídricas, e o consequente aumento de energia produzida com recurso a fontes térmicas, nomeadamente centrais de pico de tecnologia mais antiga.

O custo de produção destas centrais mais antigas, cujo rendimento é menor, é superior ao verificado nas usuais centrais de base ou CCGT. A produção com recurso a fontes hídricas, tem um efeito oposto, i.e., os custos de produção são menores, pois os investimentos são calculados para um período bastante mais alargado, e a fonte de energia é natural, não implicando custos para a sua aquisição.

As centrais térmicas mais antigas, que entram em produção nestas situações de seca, são centrais clássicas consumindo fuelóleo ou gás, cujo custo é largamente superior ao do carvão, o que associado aos baixos rendimentos (35% *versus* 60% de um CCGT), impõem um elevado preço final da energia entregue à rede eléctrica.

#### **4.4 Determinação de eventuais custos ou receitas para as empresas**

A criação de um mercado de emissões, também pode ser encarada como uma oportunidade para gerar valor para as empresas. O mercado europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, permite que as empresas pertencentes aos diversos mercados, possam efectuar a aquisição ou venda das suas licenças de emissão livremente, reflectindo-se no preço final da energia os custos/benefícios desta negociação. Por outro lado, também a forma como as licenças foram atribuídas, no sentido de reduzir as emissões consideravelmente, pode ter como resultado restrições nas empresas do mercado ibérico, dado que os PNALE foram efectuados de forma independente em Espanha e Portugal.

Nos pontos seguintes, descreve-se a metodologia e estima-se o impacto que o mercado de emissões de CO<sub>2</sub> irá provocar nas 4 maiores empresas de produção de electricidade da Península Ibérica: Endesa, Iberdrola, EDP (incluindo a sua participada Hidrocantábrico) e Unión Fenosa.

#### 4.4.1 Estimativa de emissões de CO<sub>2</sub>

As emissões estimadas para o ano de 2004 para cada uma das empresas de electricidade, e os valores estimados para o ano de 2007, de acordo com os PNALE atribuídos, permitem determinar o excesso ou lacuna de licenças de emissão de acordo com a produção prevista.

No Quadro VIII, incluem-se as emissões correspondentes ao ano de 2005, e as previstas para o ano de 2007, de acordo com os valores incluídos nos PNALE aprovados pela UE. São igualmente calculadas as diferenças de quantidade de emissão de CO<sub>2</sub>, que poderão implicar a aquisição das mesmas por parte das empresas.

Quadro VIII – Estimativa de diferencial de licenças de emissão para o período 2005 a 2007.

Empresa	Emissões (t CO <sub>2</sub> )		Diferencial (t CO <sub>2</sub> )
	2004	2007	
Endesa	30.949.982	24.741.724	- 6.208.258
EDP	21.703.061	19.760.501	- 1.942.560
Iberdrola	11.206.311	11.401.939	195.628
Unión Fenosa	12.277.342	13.027.079	749.737

Os PNALE de Portugal e Espanha não foram elaborados da mesma forma, i.e., no caso de Portugal, foi atribuído um valor de emissão constante para cada ano do período 2005-2007, no caso de Espanha, os valores de emissão de Centrais existentes vão sendo reduzidos de ano para ano, consoante se verifique o descomissionamento de centrais clássicas, e entrem em operação centrais de ciclo combinado. No caso da Unión Fenosa, os valores de licenças de emissão atribuídos aumentam. Este aumento é devido à entrada em operação prevista para diversos ciclos combinados. A potência total térmica da Unión Fenosa, passa de aproximadamente 4 000 MWe em 2005, para aproximadamente 5 000 MWe em 2007, estando prevista a saída de aproximadamente 1 000 MWe a fuelóleo, sendo substituído por CCGT. O Quadro VIII, quando analisado sem qualquer criticidade, levaria a considerar que a empresa mais penalizada seria a Endesa.

As emissões previstas no PNALE Espanhol, apenas consideram a possibilidade de produzir energia com um CCGT à carga nominal de aproximadamente 50% do ano, pelo que o cenário mais provável é que se verifique na realidade, uma lacuna de licenças de emissão face à energia produzida.

Analisando novamente o Quadro IV, pode inferir-se que a Unión Fenosa, é a empresa que percentualmente mais potência prevê instalar, comparativamente à potência que é retirada do mercado devido a tecnologia obsoleta. Deste modo, é de esperar que, apesar de possuir licenças de emissão para os anos considerados, se verifique uma lacuna de licenças. No entanto, e como a estratégia da Unión Fenosa passa por substituir instalações de produção de tecnologia obsoleta por instalações CCGT, considera-se nesta dissertação que os direitos de emissão permitem suprir as necessidades da empresa, face à energia produzida.

No caso da EDP, foi estimado um valor médio de emissões de CO<sub>2</sub> pelas instalações existentes em Portugal, considerando os dados de 2002 e 2003, a que correspondem anos de baixa e elevada hidraulicidade, com um índice de 0,75 e 1,33, respectivamente, e emissões, de 11 e 14,4 milhões de toneladas CO<sub>2</sub><sup>29</sup>. O valor médio estimado de emissões é de aproximadamente 12,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, quantidade praticamente idêntica à atribuída no PNALE Português.

Da análise anterior, e considerando o parque térmico actualmente instalado em Portugal pela EDP, infere-se que apesar da entrada em operação de dois novos ciclos combinados da Central Termoeléctrica do Ribatejo, em anos de fraca hidraulicidade, que obriguem a produção com recurso a centrais térmicas, a quantidade de licenças atribuídas pelo PNALE poderá eventualmente ser insuficiente para suprir as necessidades em Portugal. No caso do PNALE Espanhol, as licenças de emissão atribuídas à Hidrocantábrico correspondem a uma situação que implica uma redução gradual de emissões. O total determinado para a EDP, considera o previsto nos PNALE Português e Espanhol, pelo que a redução gradual corresponde à diminuição de emissões da Hidrocantábrico (participada Espanhola da EDP).

---

<sup>29</sup> Fonte: EDP Produção, Números 2003, Edição do Gabinete de Comunicação, Fevereiro de 2004.

Para os casos da Iberdrola e da Endesa, analisando o mix de produção previsto, considera-se que os valores atribuídos de emissões são bastante próximos dos expectáveis.

Como pode concluir-se, a Endesa e a EDP, apresentam diferenciais elevados face ao previsto nesta versão dos PNALE, o que, considerando a redução prevista para a versão final, serão possivelmente superiores. A Iberdrola, é a empresa cuja atribuição de licenças de emissão se encontra mais próxima do verificado em 2004.

#### **4.4.2 Determinação de custos adicionais de licenças de emissão**

Os custos adicionais de aquisição de licenças de emissão para cumprimento do estipulado pela UE, ou a possibilidade de venda de direitos de emissão, variam consoante o valor de diferencial anteriormente determinado. Como pode constatar-se, a EDP e a Endesa, apresentam um défice de licenças de emissão.

A alteração de tecnologia de produção, será o método mais viável para alcançar uma redução de emissões de CO<sub>2</sub> considerável. No entanto, os custos de produção associados a CCGT ou a produção em regime especial, poderão aumentar o preço da energia, a colocar no mercado.

Considerando os valores anteriormente definidos para a comercialização da tonelada de CO<sub>2</sub>, 7,5€/t, 20€/t e 28€/t, é possível determinar eventuais custos adicionais relativo à aquisição de títulos de emissão para a Endesa e EDP, e eventuais benefícios resultantes da venda de licenças de emissão para a Iberdrola e Unión Fenosa. No Quadro IX, apresentam-se os resultados referidos, em milhares de Euros – m€. Actualmente, na bolsa de comercialização de direitos de emissão, as licenças de CO<sub>2</sub> atingem valores da ordem dos 18€/tonelada.<sup>30</sup> Do Quadro IX, pode ainda concluir-se que, no cenário em análise os custos de aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> para a Endesa são bastante elevados, variando entre 46 562 m€ e 173 831 m€, enquanto que para a EDP a quantia necessária despender, para adquirir licenças de emissão poderá variar entre, 14 570 e 54 392 m€. A Unión Fenosa e a Iberdrola, apresentam benefícios significativos resultantes da possibilidade de comercialização das licenças de emissão.

---

<sup>30</sup> Fonte: Point Carbon, em linha [Consult. 25 de Março de 2004] disponível em <URL:<http://www.pointcarbon.com>>

Quadro IX – Determinação dos custos/benefícios em função do preço da tonelada de CO<sub>2</sub>.

Empresa	7,5 €/t CO <sub>2</sub> (mEuros)	20 €/t CO <sub>2</sub> (mEuros)	28 €/t CO <sub>2</sub> (mEuros)
Endesa	- 46.562	- 124.165	- 173.831
EDP	- 14.569	- 38.851	- 54.392
Iberdrola	1.467	3.913	5.478
Unión Fenosa	5.623	14.995	20.993

Deve ser lembrado que estes custos se relacionam com a possibilidade de existir oferta de licenças entre a gama de preços referida, situação que poderá não ocorrer.

Apesar de globalmente a criação do mercado de emissões, indiciar um impacto negativo na maioria das empresas produtoras de electricidade, ainda assim a Iberdrola e a Unión Fenosa, poderão obter rendimentos com a sua política de diversificação de produção com recurso a fontes renováveis e CCGT.

Os produtores de electricidade que sejam penalizados devido à necessidade de adquirir licenças de emissão, em mercado liberalizado, poderão seguir a estratégia de remeter estes custos de produção nas suas tarifas de comercialização de electricidade.

A capacidade de cada produtor em beneficiar de preços de *pool*, para comercialização de energia, será determinada pela possibilidade de manter instalações na base do diagrama de cargas ou na zona intermédia, de acordo com a possibilidade de oferta diária e intra – diária. Produtores com predominância de instalações no diagrama base de cargas, irão beneficiar menos do que aqueles que situam a sua produção em áreas intermédias, os quais podem comercializar a sua energia a preços mais elevados. Considerando o referido, nos pontos seguintes irá ser analisada a possibilidade de repercutir, nas tarifas correspondentes à produção para satisfazer cargas intermédias e picos do diagrama de carga, os custos adicionais relativos à aquisição de licenças de emissão.

Graficamente, esta situação pode ser analisada considerando dois cenários:

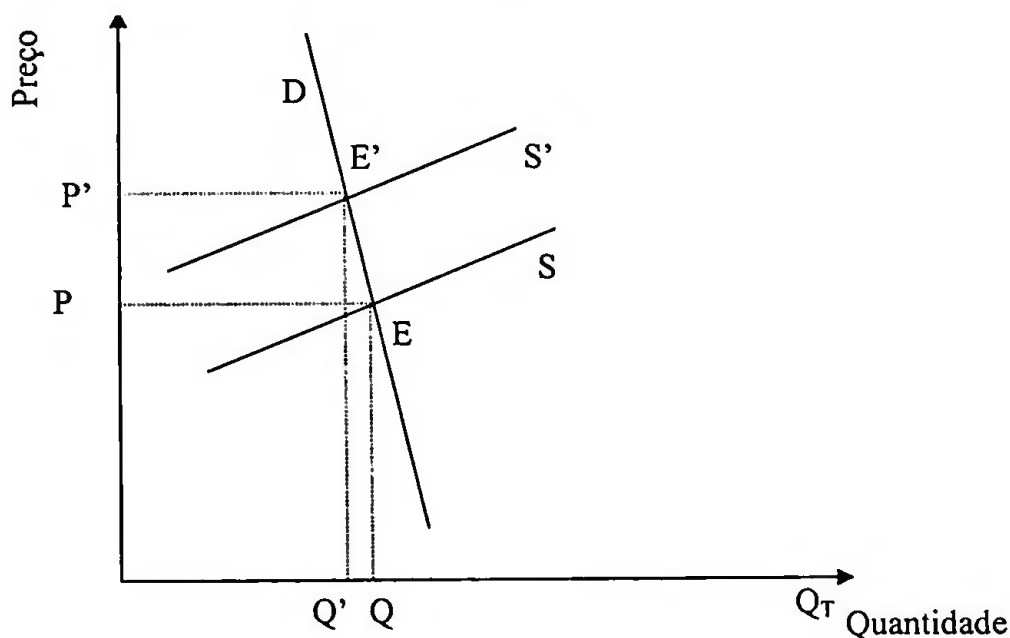
- i) Cenário 1, em que as empresas possuem um mix de produção semelhante, e que devido à redução gradual de licenças de emissão atribuídas, tenham custos suplementares relativos à aquisição e gestão das mesmas.

- ii) Cenário 2, em que as empresas possuem um mix de produção diferente, i.e., apesar de possuírem tecnologias semelhantes, a capacidade instalada relativa a cada tipo é diferente, por exemplo, enquanto que a Endesa e a EDP possuem elevada capacidade de geração de instalações a carvão e uma pequena capacidade de geração eólica, a Iberdrola possui uma elevada quantidade de parques eólicos e uma reduzida quantidade de instalações consumindo carvão.

Na Figura 36, representa-se graficamente o cenário 1. O preço  $P$ , reflecte o custo médio de comercialização de electricidade, para suprir cargas intermédias e picos, considerando o mix de produção idêntico, sem as imposições relativas à eventual necessidade de aquisição e gestão de  $\text{CO}_2$  – situação actual. O ponto de equilíbrio é definido por  $E$ , ao qual corresponde a quantidade  $Q$ . O preço  $P'$ , reflecte a repercussão dos custos relativos à aquisição e gestão da aquisição de licenças de emissão. A este preço  $P'$ , irão ser vendidas as quantidades de energia  $Q'$ , a que corresponde o ponto de equilíbrio  $E'$ .

Apesar do preço final aumentar, o facto da procura,  $D$ , ser praticamente inelástica, permite que os custos adicionais não importem em prejuízos para as empresas, sendo diluído nas tarifas referidas. A curva oferta desloca-se de  $S$  para  $S'$ .

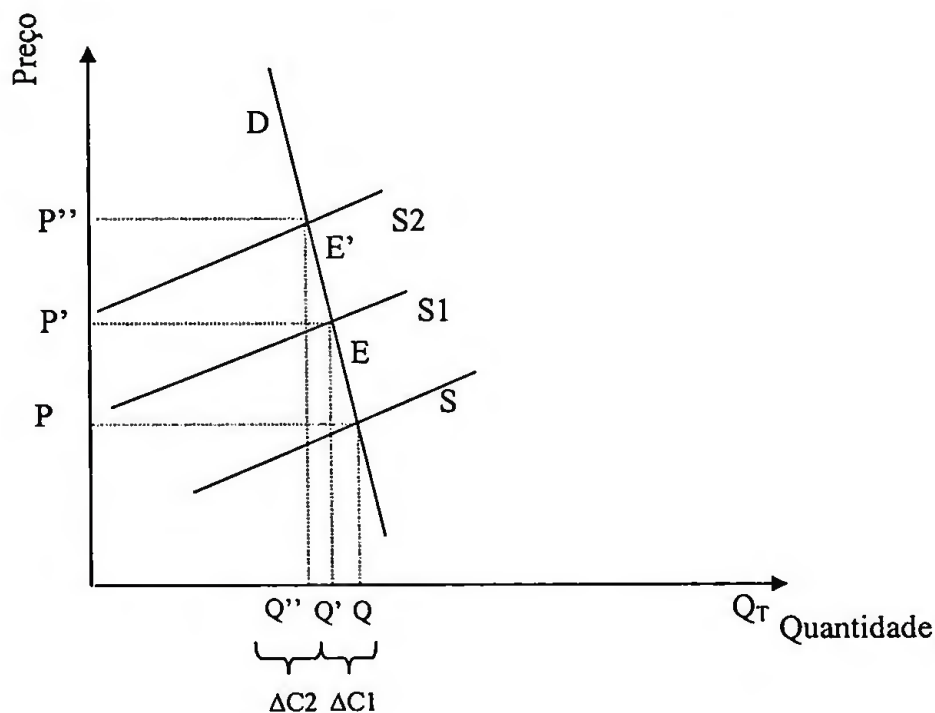
Figura 36 – Empresas com mix de produção semelhante, incorporando custos de  $\text{CO}_2$  nas tarifas.



O cenário 2 é representado na Figura 37. Neste caso, como as empresas possuem diferente mix de tecnologia de produção, e tal como determinado para o caso ibérico, é expectável que determinadas empresas tenham de adquirir licenças de emissão, enquanto outras possuam excedentes que são comercializados. Nesta situação, considera-se que as empresas que possuem excedentes, não irão baixar o preço de comercialização de energia, pois, as quantidades em questão são muito reduzidas. Neste caso, as empresas cujo mix de produção seja vantajoso relativamente às quantidades de energia disponibilizadas, irão comercializar a energia a um mesmo preço  $P$ . No cenário que se segue, consideram-se três empresas, em que:

- i) Empresa 1: possui um mix de produção e uma quantidade de licenças de emissão atribuídas, que oneram o preço final de energia comercializada em  $P'$ ;
- ii) Empresa 2: possui um mix de produção e uma quantidade de licenças de emissão atribuídas, que oneram o preço final de energia comercializada em  $P''$ .

Figura 37 - Empresas com mix de produção diferente, incorporando custos de CO2 nas tarifas.



Considerando o facto de que a procura de electricidade é rígida, o preço de comercialização respectivo será de  $P'$  para a empresa 1,  $P''$  para a empresa 2, a que correspondem as quantidades  $Q'$ ,  $Q''$  respectivamente. Sendo  $P''$  o preço do custo marginal de gestão de  $CO_2$  mais elevado, a empresa 2 pode obter um benefício diferencial face à empresa 1.

A função oferta de cada uma das empresas, será diferente em termos de quantidade, pois, a energia que a empresa 1 pode disponibilizar a um preço  $P'$ , mantendo o mix de produção, é limitada. Caso a empresa 1, decida aumentar a sua função oferta, considerando o mercado de produção de energia, poderia implicar o recurso a instalações consumindo combustíveis fósseis, onerando o preço final devido à necessidade de aquisição de licenças de emissão, colocando-se em situação idêntica à dos concorrentes.

Como pode verificar-se, o benefício da empresa 1 face à empresa 2, relativo à venda adicional de energia, resulta da diferença entre as quantidades  $Q''$  e  $Q'$  dado por  $\Delta C_2$ , comercializadas ao preço  $P'$ .

#### **4.5 Incorporação dos custos relacionados com o $CO_2$**

A função procura de electricidade, é praticamente inelástica, e tal como anteriormente referido, um aumento de preço na função oferta, poderá corresponder apenas a uma ligeira redução da função procura. Neste sentido, as empresas de produção de electricidade Ibéricas que tenham que adquirir licenças de emissão, irão repercutir este custo adicional de produção na comercialização de energia. Como se tratam de custos relacionados com a produção, as empresas poderão tomar a opção estratégica de incorporar estes custos apenas em determinadas tarifas, evitando perdas.

No mercado liberalizado, a energia a ser vendida em *pool*, destina-se a suprir as diversas áreas do diagrama de cargas, i.e., destinam-se a alimentar a base, cargas intermédias e picos de consumo. O preço correspondente a fornecimentos para a carga base é bastante limitativo, pois neste caso são vendidas elevadas quantidades de energia ao preço mais baixo, sendo que as instalações que fornecem energia são normalmente nucleares e térmicas a carvão.

O preço da energia comercializada para suprir a base do diagrama, tem um preço inferior à comercializada para suprir cargas intermédias e picos. Considerando o referido, será mais significativo um eventual aumento da tarifa correspondente a venda de energia para suprir cargas base, i.e., elevadas quantidades a um custo mais baixo.

Esta situação reduz a ordem de mérito de entrada das instalações e a sua competitividade. Logo, os custos relacionados com a eventual aquisição de licenças de emissão, poderão ser repercutidos nas tarifas correspondentes a cargas intermédias e picos, permitindo a diluição dos mesmos em situações cujo preço de comercialização de energia é superior, e utilizar instalações que tecnicamente são mais flexíveis na variação de cargas, arranques e paragens. Por exemplo, uma central nuclear deverá permanecer à sua carga nominal a maior parte do tempo, evitando subidas e descidas de potência, enquanto que uma CCGT possui uma elevada flexibilidade, que permite que a mesma opere em regimes de base ou em regimes bastante variáveis.

A seguinte análise considera que o MIBEL se encontrará operacional durante o ano de 2005, permitindo um estudo em mercado liberalizado para as empresas em questão.

A ordem de mérito de produção, depende do preço final de energia, pelo que as últimas instalações a entrar em operação no mercado liberalizado, são as que consomem fuelóleo ou gás em unidades convencionais.

Como se trata de um mercado competitivo, as empresas que necessitem de adquirir licenças de emissão, apenas irão aumentar as tarifas, no sentido de obter receitas que anulem eventuais aumentos de custos de produção relacionados com o CO<sub>2</sub>.

As empresas que não necessitem de adquirir licenças de emissão, irão beneficiar desta situação, comercializando determinadas quantidades de energia a preços ligeiramente inferiores aos dos concorrentes, ganhando ordem de mérito na entrada.

Outra hipótese, prende-se com a possibilidade de ser mantida a ordem de mérito, i.e., as empresas que não apresentam custos adicionais de produção associados ao CO<sub>2</sub>, irão aumentar as tarifas de forma a acompanhar o concorrente, beneficiando de uma maior receita.

Estas empresas, caso possuam licenças em excesso, podem obter receitas adicionais resultantes da sua venda. No entanto, as empresas de produção continuarão a produzir quantidades de energia semelhantes, i.e., caso a ordem de mérito de entrada de instalações da Endesa ou da EDP, fosse reduzida face a algumas da Iberdrola ou da Unión Fenosa, estas para suprir parcialmente a produção das restantes, teriam que recorrer a instalações térmicas, aumentando as suas emissões.

Na análise subsequente, irá ser determinado um valor médio que a Endesa e a EDP deverão adicionar às suas tarifas correspondentes a cargas intermédias e picos, de forma a incorporar a internalização dos custos com o CO<sub>2</sub>.

É igualmente considerado que a Unión Fenosa e a Iberdrola, irão acompanhar este pequeno aumento de tarifa, obtendo receitas adicionais, não ganhando contudo ordem de mérito na entrada, face à que se verifica actualmente. Assim, evitam produzir energia com recurso a consumo de combustíveis fósseis, com todas as consequências daí resultantes.

Para estimar a energia produzida pelas empresas da Península Ibérica até 2007, considera-se a produção individual de 2004, actualizada de um factor de 2,5% ao ano, perfazendo 7,5% até 2007. Do total de energia prevista produzir em 2007, considera-se que 40% corresponde a produção base, e 60% corresponderá a situações de suprimento de cargas intermédias e picos.

Considera-se que os custos associados às emissões de CO<sub>2</sub>, irão ser diluídos na produção, para suprimento de cargas intermédias e picos.

Relativamente à percentagem de energia produzida para o diagrama base, determinou-se o seguinte:

- i) Do total produzido pela Endesa, aproximadamente 33% corresponde a produção nuclear, normalmente associada ao suprimento da base do diagrama de cargas. Apesar das centrais a carvão corresponderem a aproximadamente 44% da produção, considerou-se que estas irão ser utilizadas para venda na *pool* às cargas referidas. Logo a percentagem da produção, em que irá ser diluído o montante em falta para adquirir as licenças de emissão, é de aproximadamente 67% da produção.

- ii) Do total produzido pela EDP, aproximadamente 55% corresponde a produção com instalações a carvão em Portugal e Espanha, que normalmente alimentam a base do diagrama, e à reduzida produção nuclear atribuível à Hidrocantábrico. Do referido, estimou-se que a percentagem de produção na qual irá ser diluído o montante em falta para aquisição das licenças de emissão, corresponde a aproximadamente 45% da produção.

A determinação da diluição do valor de CO<sub>2</sub>, de acordo com o referido, apresenta-se no Quadro X. Por mera coincidência, os valores obtido para a EDP e para a Endesa, são praticamente idênticos.

Quadro X – Incremento de tarifas para cargas intermédias e picos, diluindo custos com o CO<sub>2</sub>.

Empresa	Produção - GWh		Fornecimento Cargas Intermédias/Picos		Incremento Médio €/MWh nas Tarifas		
	Verificada 2004	Estimada 2007	%	GWh	7,5 €/t CO2	20 €/t CO2	28 €/t CO2
Endesa	84.544	91.045	67%	61.000	0,76	2,04	2,85
EDP	39.384	42.412	45%	19.086	0,76	2,04	2,85

Aos valores apurados no Quadro X, irão ser adicionados 0,01€/MWh, para efeitos de correcção e redução de risco associado a eventuais custos para monitorização e controlo das emissões de CO<sub>2</sub>.

Para a determinação da estimativa de produção da Iberdrola e da Unión Fenosa, foi considerado o seguinte:

- i) Do total produzido pela Iberdrola, aproximadamente 40% corresponde a produção nuclear. Pelas razões referidas anteriormente para a Endesa, estimou-se que a percentagem de produção cuja tarifa poderá ser incrementada é de 60%;
- ii) No caso da Unión Fenosa, verifica-se que a produção com recurso a instalações nucleares (19%) e a carvão (22%), corresponde a aproximadamente 40% da produção verificada. Considerando os motivos apresentados para a EDP, estimou-se que a percentagem de produção cuja tarifa poderá ser incrementada é de 60%.

Considerando o referido, no Quadro XI, resumem-se os resultados obtidos.

Quadro XI – Receitas adicionais resultantes da incorporação dos custos associados ao CO<sub>2</sub>.

Empresa	Produção - GWh			Receitas Adicionais - m€		
	Verificada 2004	Estimada 2007	Cargas Intermédias Picos	0,77 €/MWh	2,05 €/MWh	2,86 €/MWh
Endesa	84.544	91.045	61.000	47.172	124.775	174.441
EDP	39.384	42.412	19.086	14.759	39.039	54.579
Iberdrola	65.861	70.925	42.555	32.908	87.046	121.695
Unión Fenosa	30.485	32.829	19.697	15.232	40.291	56.329

Verifica-se que as eventuais receitas adicionais, são proporcionais à produção verificada, i.e., a Endesa será a empresa que poderá ter maior benefício, seguida da Iberdrola, EDP e Unión Fenosa.

O impacto total estimado sobre as empresas em análise, relativo às licenças de emissão será dado por:

- i) Diferença entre as possíveis receitas e os custos associados à aquisição de direitos de emissão, que é o cenário considerado para a Endesa e EDP;
- ii) Possíveis receitas adicionadas dos benefícios resultantes da venda de licenças, que é o cenário considerado para a Iberdrola e Unión Fenosa.

Os resultados para cada um dos preços de comercialização considerados, apresentam-se no Quadro XII, Quadro XIII e Quadro XIV.

Quadro XII – Diferença entre valores de CO<sub>2</sub> a 7,5€/t e receitas estimadas de venda de energia.

7,5 €/t CO <sub>2</sub>			
Empresa	Compra/Venda de Licenças de CO <sub>2</sub> - m€	Venda de Energia m€	Benefício s/Imposto m€
Endesa	- 46.562	47.172	610
EDP	- 14.569	14.759	190
Iberdrola	1.467	32.908	34.376
Unión Fenosa	5.623	15.232	20.855

Quadro XIII – Diferença entre valores de CO<sub>2</sub> a 20€/t e receitas estimadas de venda de energia.

20 €/t CO <sub>2</sub>			
Empresa	Compra/Venda de Licenças de CO <sub>2</sub> - m€	Venda de Energia m€	Benefício s/Imposto m€
Endesa	- 124.165	124.775	610
EDP	- 38.851	39.039	188
Iberdrola	3.913	87.046	90.959
Unión Fenosa	14.995	40.291	55.286

Quadro XIV – Diferença entre valores de CO<sub>2</sub> a 28€/t e receitas estimadas de venda de energia.

28 €/t CO <sub>2</sub>			
Empresa	Compra/Venda de Licenças de CO <sub>2</sub> - m€	Venda de Energia m€	Benefício s/Imposto m€
Endesa	- 173.831	174.441	610
EDP	- 54.392	54.579	187
Iberdrola	5.478	121.695	127.172
Unión Fenosa	20.993	56.329	77.321

Este cenário é possível devido à criação do MIBEL, em que os produtores irão comercializar parcialmente a energia em bolsa, tal como ocorre actualmente em Espanha. Actualmente, as licenças de emissão são comercializadas a aproximadamente 18€/t, o que considerando o valor mais próximo simulado, 20€/tCO<sub>2</sub>, tem como resultado um conjunto de benefícios para a Iberdrola, que largamente ultrapassam os dos restantes intervenientes, na ordem dos 90 969 m€.

A Endesa e a EDP, apresentam benefícios praticamente idênticos às receitas, pelo que o resultado positivo obtido para cada um dos casos, aproximadamente constante, deverá ser utilizado com os objectivos referidos de gestão do CO<sub>2</sub>. A Endesa e a EDP, deveriam apresentar receitas constantes, no entanto por arredondamentos, a EDP varia as suas receitas ligeiramente. A possibilidade de repercutir os custos com as licenças de emissão no preço de comercialização de energia, nos mercados intra – diários, traduz-se num aumento de receitas bastante significativo para todas as empresas.

A Endesa e a EDP, são penalizadas na quantidade de licenças que têm que adquirir, enquanto que, aparentemente a Unión Fenosa e a Iberdrola saem beneficiadas, podendo aumentar as receitas resultantes da venda de energia e das licenças de CO<sub>2</sub>. A possibilidade de estes dois últimos produtores acompanharem o aumento do custo marginal de comercialização de electricidade, traduz-se num benefício económico bastante considerável.

#### 4.6 Metodologia: fluxo de tesouraria descontado

A metodologia que irá ser utilizada para determinar o impacto na capitalização bolsista das empresas em análise, Endesa, Iberdrola, EDP e Unión Fenosa, associada à criação do CELE, reside no fluxo de tesouraria descontado, que a partir do corrente texto será denominado DCF – *Discount Cash Flow (Methodology)*.

A metodologia DCF, estima o valor presente de um bem de acordo com a possibilidade de gerar fluxos de tesouraria futuros. Como premissa, esta metodologia considera que, o valor de uma transacção é medida de acordo com fluxos de tesouraria futuros, os quais são descontados para a presente data, de acordo com uma taxa de desconto considerada.

Ao permitir a actualização do valor de um bem ao longo do tempo, assume-se que os fluxos de tesouraria gerados possuem um valor variável, no entanto, a taxa a aplicar deverá ser constante, e estimada de acordo com o tipo de investimento a efectuar. O factor de actualização é dominante na aplicação e resultados da metodologia.

Avaliar o fluxo de tesouraria ao longo do tempo, actualizando-os à presente data para se obter o valor presente, permite determinar os fluxos livres associados à actividade comercial ao longo de um período de tempo. Este período de tempo é denominado período explícito de previsão. Estes fluxos de tesouraria, incluem todos os fluxos monetários de entrada e saída associados ao projecto, antes de impostos, taxas, amortizações e juros.

A metodologia DCF, considera todos os fluxos de tesouraria desenvolvidos ao longo do período explícito de previsão, bem como os fluxos de tesouraria que sejam gerados após o referido período. A caracterização do fluxo de tesouraria gerado com recurso aos direitos de emissão, bem como eventuais receitas provenientes do aumento do preço da electricidade, irão permitir obter a relação percentual relativamente ao EBITDA e ao resultado líquido de cada uma das empresas.

No presente caso, não será considerada a determinação da taxa de desconto de acordo com o *WACC – Weighted Average Cost of Capital*, média ponderada do custo capital. Uma das vantagens da metodologia DCF, consiste na possibilidade de permitir que diversos elementos que constituem o factor de desconto, possam ser considerados separadamente, podendo ser simuladas mais facilmente as consequências introduzidas por diversas variáveis.

No entanto, na análise a efectuar são considerados os cenários atrás referidos, em que apenas a variável relativa ao preço da tonelada de CO<sub>2</sub> caracteriza os objectivos pretendidos.

Na presente análise irá ser considerada uma taxa de desconto de 10%, correspondente aproximadamente à taxa de actualização de capital considerada pelas empresas que investem na área de produção de electricidade em mercados em crescimento<sup>31</sup>.

O período em análise será de 15 anos, tanto para o comércio de licenças de emissão, como para a incorporação dos custos relacionados com a incorporação de eventuais custos nas tarifas.

Foi considerado que a capacidade de produção dos actuais produtores, irá ser aumentada de acordo com os planos referidos anteriormente, devido nomeadamente à introdução de CCGT, e ao descomissionamento de centrais de tecnologia obsoleta.

Relativamente à taxa de imposto relativa às possíveis receitas resultantes do aumento das tarifas de comercialização de electricidade, considerou-se o valor de 33% (actualmente em vigor) sem derrama para Portugal e 30% para o caso das empresas Espanholas.

#### **4.7 Determinação dos benefícios**

Considerando os pressupostos referidos no ponto anterior, foram efectuadas simulações para 4 situações, dependendo do preço de comercialização dos títulos de emissão, 7,5€/t, 20€/t e 28€/t, e para a situação em que não é efectuado aumento do custo marginal da electricidade, com um preço de aquisição de licenças de emissão de 20€/t (considerando o valor actualmente verificado em bolsa).

Relativamente à actual capitalização bolsista de cada uma das empresas em análise, considerou-se o valor por acção à data de 22 de Fevereiro 2005. No Quadro XV, apresenta-se o valor de capitalização bolsista à data referida, bem como o valor nominativo de entrada em bolsa e respectivo capital social.

No caso da EDP, a empresa efectuou em 20 de Julho um *stock split*, em que o valor nominal das acções passou de 5€/acção para 1€/acção. Em 16 de Dezembro de 2004, efectuou a aquisição de mais 56,2% do capital da Hidrocantábrico. De acordo com o referido, no Quadro XV, os dados relativos à EDP correspondem ao final do mês de Dezembro de 2004.

---

<sup>31</sup> Fonte: Rowland, Chris et al “*Emission Trading*”, Dresdner Kleinwort Wasserstein, 12 Março 2003.

Quadro XV – Dados sobre capitalização bolsista das empresas em análise.

Empresa	N.º de Acções	Preço Por Acção 20 Fev. 2005	Capitalização Bolsista 20 Fev. 2005	Capital Social 20 Fev. 2005
Endesa	1.058.752.117	17,13 €	18.136.423.764 €	1.270.502.540 €
EDP	3.656.537.715	2,24 €	8.190.644.482 €	3.656.537.715 €
Iberdrola	901.549.181	19,77 €	17.823.627.308 €	2.704.647.543 €
Unión Fenosa	304.679.326	21,30 €	6.489.669.644 €	914.037.978 €

A capitalização bolsista reflecte a posição de mercado das empresas em análise, estando cotadas em mercados bolsistas diferentes, na Bolsa de Lisboa (EDP) e na Bolsa de Madrid (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa). Como pode inferir-se:

- a actual capitalização bolsista da Endesa e da Iberdrola é bastante próxima;
- a actual capitalização da EDP e da Unión Fenosa é igualmente semelhante.

O possível benefício resultante da comercialização das licenças de CO<sub>2</sub>, e do aumento dos preços de venda de electricidade, ao ser comparado com os resultados financeiros relativos ao EBITDA e ao resultado líquido, permite indagar directamente a importância que este negócio terá sobre os resultados financeiros das empresas. Utilizando-se a metodologia de fluxo de tesouraria descontado, determinam-se os benefícios ao longo do período em análise. Comparando com o EBITDA, e com o resultado líquido dos valores obtidos anteriormente relativos aos possíveis ganhos com a venda de electricidade, caracteriza-se o posicionamento percentual de cada uma das empresas face a estes indicadores.

A metodologia anteriormente descrita, permite determinar a relação entre o benefício líquido resultante da comercialização das licenças de CO<sub>2</sub>, e do aumento da margem de comercialização de energia e a capitalização bolsista das empresas.

No Quadro XVI, Quadro XVII e Quadro XVIII, apresentam-se os resultados, com a relação percentual dos diversos cenários de comercialização do CO<sub>2</sub> com o EBITDA e o Resultado Líquido do exercício de 2004 de cada uma das empresas.

Os valores considerados para cada uma das empresas, encontram-se nos respectivos relatórios de contas do ano de 2004, disponibilizados na *internet*.

Saliente-se que no Quadro XIX é apresentada uma análise relativa aos ganhos, considerando o cenário intermédio de 20€/t CO<sub>2</sub>, e sem receitas provenientes do aumento do custo marginal da electricidade para compensação. Esta situação, caracteriza a eventualidade de não ser possível conseguir receitas adicionais provenientes da venda de electricidade, reflectindo-se nos resultados das empresas, os custos adicionais decorrentes da criação do CELE na UE.

Quadro XVI – Variação da Capitalização bolsista considerando comercialização do CO<sub>2</sub> a 7,5€/t.

7,5 €/t CO2					
Empresa	Comercialização de CO2 (M€)	Venda de Energia (M€)	Benefício s/Imposto (M€)	Benefício c/Imposto (M€)	% Capitalização Bolsista
Endesa	- 354.154	358.793	4.640	3.248	0,0%
Total EDP	- 110.814	112.259	1.444	967	0,0%
Iberdrola	11.160	250.303	261.463	183.024	1,0%
Unión Fenosa	42.769	115.858	158.627	111.039	0,0%

Quadro XVII – Variação da Capitalização bolsista considerando comercialização do CO<sub>2</sub> a 20€/t.

20 €/t CO2					
Empresa	Comercialização de CO2 (M€)	Venda de Energia (M€)	Benefício s/Imposto (M€)	Benefício c/Imposto (M€)	% Capitalização Bolsista
Endesa	- 944.410	949.050	4.640	3.248	0,0%
EDP	- 295.505	296.937	1.431	959	0,0%
Iberdrola	29.759	662.081	691.840	484.288	2,7%
Unión Fenosa	114.051	306.457	420.508	294.355	0,1%

Quadro XVIII – Variação da Capitalização bolsista considerando comercialização do CO<sub>2</sub> a 28€/t.

28 €/t CO2					
Empresa	Comercialização de CO2 (M€)	Venda de Energia (M€)	Benefício s/Imposto (M€)	Benefício c/Imposto (M€)	% Capitalização Bolsista
Endesa	- 1.322.174	1.326.814	4.640	3.248	0,0%
EDP	- 413.707	415.131	1.423	954	0,0%
Iberdrola	41.663	925.618	967.281	677.097	3,8%
Unión Fenosa	159.672	428.440	588.111	411.678	0,1%

Quadro XIX – Variação da Capitalização bolsista, CO<sub>2</sub> comercializado a 20€/t e s/receitas adicionais.

20 €/t CO2					
Empresa	Comercialização de CO2 (M€)	Venda de Energia (M€)	Benefício s/Imposto (M€)	Benefício c/Imposto (M€)	% Capitalização Bolsista
Endesa	- 944.410	-	- 944.410	- 661.087	-3,6%
EDP	- 295.505	-	- 295.505	- 197.989	-2,4%
Iberdrola	29.759	-	29.759	20.831	0,1%
Unión Fenosa	114.051	-	114.051	79.836	0,0%

No Quadro XX, resumem-se os possíveis resultados relativos à capitalização bolsista para cada uma das empresas.

Quadro XX – Resumo comparativo de possível de capitalização bolsista para o período em análise.

Empresa	7,5 €/tCO <sub>2</sub>	20 €/tCO <sub>2</sub>	28 €/tCO <sub>2</sub>	20€/tCO <sub>2</sub> s/aumento preço electricidade
Endesa	0,0%	0,0%	0,0%	-3,6%
EDP	0,0%	0,0%	0,0%	-2,4%
Iberdrola	1,0%	2,7%	3,8%	0,1%
Unión Fenosa	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%

Como pode concluir-se, a empresa que poderá aumentar mais a sua capitalização bolsista é a Iberdrola, em qualquer dos cenários analisados. No caso da Unión Fenosa, os cenários considerados pouco impacto têm na sua capitalização bolsista no período considerado. Considerando a situação de não ser possível incorporar no preço de venda de energia eléctrica os custos com aquisição e gestão de CO<sub>2</sub> relativos a novos entrantes, ver Quadro XIX, verifica-se que a Endesa é a empresa mais penalizada, seguida de perto da EDP. A Iberdrola e a Unión Fenosa saem praticamente ilesas desta situação, não sendo influenciadas negativamente pelos resultados.

Verifica-se que a Endesa e a EDP, caso possam repercutir os custos no preço da energia comercializada, poderão ter benefícios, que considerando o actual valor de comercialização de CO<sub>2</sub> próximo dos 20€/t, permitem manter inalterada a sua capitalização bolsista.

#### 4.8 Análise estratégica

Analisando as informações anteriormente apresentadas, irão ser estimados possíveis objectivos estratégicos das empresas em análise, através da caracterização de estratégias formuladas.

O mercado eléctrico e os antecedentes históricos de formação das empresas, relativos a Portugal e Espanha, determinam algumas diferenças estratégicas adoptadas pelas empresas em análise. Os objectivos estratégicos da cada uma das empresas têm em comum a preocupação com o meio ambiente, apesar da Iberdrola apostar fortemente em energias renováveis nomeadamente eólica para produção de energia, também a EDP, Endesa e Unión investem neste tipo de instalações.

De igual forma, os investimentos globais efectuados ou em curso em novas centrais CCGT, são comuns às quatro empresas em análise, demonstrando a importância futura e elevada dependência do gás natural para produção de electricidade na Península Ibérica. A diferença de mix de produção das empresas Ibéricas consideradas, revela estratégias diferenciadas de actuação, nomeadamente associadas ao tipo de mercado existente em ambos os países, que no entanto num futuro próximo será idêntico. Em ambos os mercados, Português e Espanhol, a existência de centrais a carvão não é desvantajosa face a CCGT. Entre Portugal e Espanha, as capacidades de interligação eléctrica para trânsito de energia ainda são reduzidas, correspondendo a 9% e 1,5% da capacidade de produção, respectivamente. A capacidade de interligação é de aproximadamente 1 050 MWe, sendo que até 2009, está previsto o aumento deste valor para 1 700 MWe.

A reduzida capacidade de interligação, tem como consequência a limitação da actuação das instalações de produção da EDP localizadas em Portugal, pelo que o investimento de aquisição da Hidrocantábrico, permite a actuação a nível da produção em ambos os lados da fronteira.

As empresas Espanholas, terão igualmente que efectuar investimentos em centros de produção em Portugal, de forma a conseguirem efectuar a colocação da energia no mercado nacional, no entanto, a capacidade de interligação relativamente ao consumo de energia em Portugal, permite que seja mais facilmente colocada energia à disposição dos clientes.

Como é óbvio da análise anterior, a estratégia de crescimento da EDP para o mercado Espanhol é inevitável, sendo a única forma de garantir o aumento da quota de mercado Ibérica, contando para já com a Hidrocantábrico.

#### **4.8.1 Endesa**

A Endesa, é o maior produtor de electricidade da Península Ibérica. Destaca-se o facto de que a maior parte da energia gerada provém de instalações a carvão e nucleares, o que associado ao custo dos combustíveis, permite atingir um menor preço final da energia gerada face aos concorrentes. Devido à existência dos CTC, e ao mix de produção com custos reduzidos de combustível, esta empresa pode compensar uma redução de preço de energia vendida, pelo aumento dos benefícios resultantes dos CTC.

A estratégia seguida pela Endesa para o seu mix de produção na Península Ibérica, inclui a instalação em Portugal de um ciclo combinado em Sines, nos próximos anos, o que deverá permitir aumentar a sua capacidade de comercialização de energia.

A Endesa, também efectua investimentos na área das energias renováveis e cogerações, indo de encontro ao preconizado pela UE, no sentido de reduzir a dependência do petróleo. No entanto, esta estratégia de aposta em renováveis e cogerações, surge algo tardia, nomeadamente pelo facto do seu posicionamento ser bastante menor quando comparado com a sua congénere Iberdrola. Como resultado desta estratégia tardia, a Endesa surge como um potencial lesado com a criação do mercado de emissões, caso não possa repercutir nas suas tarifas os custos associados.

O mix de produção com recurso a carvão, apesar do ónus das emissões de CO<sub>2</sub>, tem um custo de produção menor face ao gás, ou investimentos em cogerações, ou renováveis, sendo que estas últimas, são normalmente subsidiadas de forma a se tornarem atractivas.

Caso a Endesa decida reflectir os custos de eventual aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> nas suas tarifas, e esta acção seja autorizada, pelo menos durante a duração dos CTC, irá atingir maiores valores de colocação da energia na *pool*, sendo beneficiada comparativamente aos restantes concorrentes com as compensações previstas.

Deve ser adicionado à presente análise, o facto de que a Endesa tem igualmente vindo a efectuar investimentos noutros países, nomeadamente em Itália, investindo na empresa ENEL, a qual tem igualmente diversos centros produtores a carvão, o que apesar de não diversificar o mix de produção e aumentar a quota de CO<sub>2</sub> da empresa, poderá no entanto revelar vantagens com economias de escala, nomeadamente na aquisição de combustível e celebração de contratos de manutenção. O conhecimento profundo de um determinado tipo de tecnologia, nomeadamente do carvão, permite estimar com maior precisão as acções de operação e manutenção a tomar, minimizando impactos ambientais e custos associados.

A Endesa, revela-se como o produtor de energia eléctrica que mais CO<sub>2</sub> emite na Península Ibérica, o qual, apesar de actualmente beneficiar de licenças gratuitas até 2007, posteriormente a esta data, poderá necessitar despende capital para adquirir as licenças em falta.

Apesar dos investimentos em ciclos combinados permitirem reduzir a emissão específica de CO<sub>2</sub>, a Endesa actualmente, pretende continuar a investir em novos centros de produção eólicos, beneficiando de subsídios sobre a energia emitida, garantindo uma quota de produção sem custos de emissões associados.

A estratégia Ibérica da Endesa para redução de emissões de CO<sub>2</sub>, passa pelo investimento até 2009, em 3 200 MWe de ciclos combinados na Península. Ao somar a estas novas centrais os investimentos em energias renováveis, a Endesa espera cumprir as metas de redução de emissões de CO<sub>2</sub> previstas. Note-se que, a Endesa possui na sua carteira de negócios activos na distribuição de gás natural em Espanha, o que permite obter vantagens em termos de aquisição de combustível para as centrais CCGT.

A Endesa entrou em Portugal no mercado de produção de energias renováveis no mês de Abril de 2005, ao adquirir a Finerge (águas e energias renováveis), através da empresa Espanhola Sacyr. A empresa Sacyr, tinha anteriormente adquirido a Somague, da qual a Finerge fazia parte.

Da análise efectuada, os cenários indiciam que em 2008, a Endesa poderá eventualmente ter de adquirir títulos de licenças de emissão no mercado, situação que poderá onerar os encargos de produção de energia eléctrica.

#### **4.8.2 EDP**

A EDP, consciente da sua posição de mercado, decidiu investir em Espanha, possuindo actualmente o controlo da Hidrocantábrico, o que permite classificar-se sem margem de dúvida, como o 3º maior produtor de electricidade da Península Ibérica. De forma a reduzir as suas emissões de CO<sub>2</sub>, e a diversificar o seu mix de produção, a empresa decidiu aumentar a sua capacidade de produção em Portugal e Espanha, através de investimentos em CCGT, centrais hídricas e parques eólicos.

A EDP constituiu recentemente uma nova empresa para o desenvolvimento de energias renováveis, denominada Novas Energias do Ocidente, com sede social em Oviedo, Espanha. Esta empresa tem por finalidade aproveitar as oportunidades existentes nesta área, tanto em Espanha como em Portugal, estimando atingir em 2010, 2 500 MWe de capacidade de produção, pretendendo alcançar uma quota de aproximadamente 20% em ambos os países.

Esta empresa, possui um mix de produção equilibrado, que em anos de elevada hidraulicidade permite produzir energia com recurso a centrais hídricas, com a consequente diminuição das emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de energia gerada. A sua capacidade de produção em anos de reduzida hidraulicidade, depende largamente do carvão e do gás natural, o que não beneficia a empresa relativamente às emissões de CO<sub>2</sub>. Comparativamente à Endesa e Iberdrola, a EDP não possui capacidade de produção com recurso a fontes nucleares de dimensão considerável.

Sujeita à transição para mercado ibérico liberalizado de energia, a EDP adapta-se em simultâneo às restrições ambientais e condições concorrenciais de mercado. Actualmente, a EDP possui 40% da capacidade de produção do CCGT da Tapada do Outeiro, resultante de um investimento recente, visando reforçar a capacidade de produção Ibérica, apostando num tipo de tecnologia de baixas emissões específicas de CO<sub>2</sub>.

A estratégia Ibérica, assenta na possibilidade de actuação de ambos os lados da fronteira, o que permite ultrapassar de alguma forma a limitação imposta pela capacidade de trânsito de energia, entre ambos os países. As emissões de CO<sub>2</sub>, aprovadas pelo PNALE nacional, revelam que poderão existir lacunas de licenças de emissão em 2008, nomeadamente em anos de reduzida hidraulicidade, podendo eventualmente implicar a aquisição de licenças de emissão no mercado. A situação decorre do seu mix de produção, sustentado no consumo de carvão, tanto em Portugal, Central de Sines, como em Espanha, Central de Aboño (Hidrocantábrico). Do referido, saliente-se que a EDP possui uma estratégia clara de investimento em CCGT.

A estratégia da EDP, segue modelos estabelecidos pelo anterior Governo Português, por um lado, investe claramente em energias renováveis de forma a cumprir o plano estabelecido para 2010, da produção de energia com recurso a fontes renováveis, por outro lado, o investimento claro em CCGT coaduna-se com a constituição de um mix de produção, com reduzidas emissões específicas de CO<sub>2</sub>. No entanto, o novo modelo energético em definição pelo actual Governo Português, associado ao facto de que a EDP não conseguiu até à presente data o objectivo de integração do negócio do gás natural na sua cadeia de valor, poderá levar eventualmente à alteração da estratégia de ampliação do parque electroprodutor.

### 4.8.3 Iberdrola

A Iberdrola, é uma empresa que possui um parque electroprodutor bastante adequado às restrições ambientais actualmente em vigor, i.e., o seu mix de produção com recurso a fontes nucleares, grandes hídricas e renováveis, constitui mais de 70% da energia produzida.

No ano de 2004, a produção ultrapassou a verificada em 2003, devido ao aumento de potência instalada, compensando de alguma forma o fraco índice de hidraulicidade. Esta empresa, é líder mundial na capacidade de produção eólica, totalizando 2 891 MWe, sendo que a sua estratégia passa por tentar atingir em 2008, 4 500 MWe em Espanha, e 1 000 MWe no resto do mundo, incluindo Portugal.

Em Portugal, a Iberdrola constituiu a empresa Aeolia, com o objectivo de promover as energias renováveis, sendo que neste país os investimentos em energia eólica actualmente, resumem-se a 75 MWe já adjudicados, 175 MWe adicionais em negociação, e a possibilidade de aquisição à empresa Gamesa de 250 MWe. A Iberdrola, considera que Portugal possui um mercado de grande potencial e de clara expansão na área das energias renováveis, considerando o objectivo Governamental previsto para 2010 de 3 750 MWe.

A nível ibérico os investimentos da Iberdrola prevêem igualmente a construção de CCGT, estimando atingir em Espanha os 4 000 MWe em 2005 e os 5 600 MWe em 2007 de capacidade instalada. Também em Portugal, a Iberdrola pretende construir um ciclo combinado na localidade da Figueira da Foz, com uma capacidade de 400 MWe, com início previsto para o próximo ano.

Esta empresa referiu que “as licenças de emissão atribuídas pelo Governo Espanhol foram lógicas e equilibradas, não prejudicando a viabilidade financeira da empresa. Logicamente, na análise efectuada a tendência de produção de energia com recurso a fontes renováveis beneficia a actual conjectura ambientalista verificada principalmente na União Europeia”<sup>32</sup>.

---

<sup>32</sup> Fonte: Iberdrola, Resultados 2004 Informe Trimestral 2004, em linha [Consult. 20 de Março 2005] disponível em <URL:http://www.iberdrola.es>

A Iberdrola, tem negócio de distribuição de gás natural em Espanha, o que permite obter vantagens em termos de aquisição de combustível para as centrais CCGT. Aposta igualmente neste negócio na Europa, pretendendo iniciar operações no mercado liberalizado de gás em França.

#### **4.8.4 Unión Fenosa**

A Unión Fenosa, apresenta-se como uma empresa que aposta claramente na capacidade de produção térmica. Note-se que o seu mix de produção é constituído maioritariamente por centros de produção a carvão, CCGT e fuelóleo/gás. A partir de 2007, prevê-se que as centrais de fuelóleo/GN sejam descomissionadas, entrando por seu lado em operação 1 200 MWe de CCGT. A estratégia desta empresa, não passa por uma aposta directa em centros de produção de energias renováveis, embora possua capacidade de produção hídrica.

Cerca de 35% da energia produzida é efectuada com recurso a carvão, o que dificulta o cumprimento dos objectivos ambientais, no entanto a alteração de produção de centrais clássicas a fuelóleo/gás para CCGT, deverá permitir reduzir as emissões específicas de CO<sub>2</sub>. Desta forma, esta empresa deverá atingir, sem ultrapassar, os valores de produção estimados de CO<sub>2</sub>, o que aliado à substituição do tipo de produção, poderá permitir o cumprimento dos valores atribuídos no PNALE. O crescimento da capacidade de produção da empresa com recurso a ciclos combinados, revela-se idêntico ao praticado pelas restantes empresas Ibéricas, que procuram substituir o tipo de produção térmica convencional existente, por outros métodos ambientalmente mais eficientes.

A Unión Fenosa tem negócio de distribuição de gás natural em Espanha, o que permite obter vantagens em termos de aquisição de combustível para as centrais CCGT.

#### **4.8.5 Análise Conjunta**

A Endesa, EDP, Iberdrola e Unión Fenosa apresentam nas suas estratégias de diversificação de produção de energia, a construção de novos ciclos combinados até 2009, e o eventual descomissionamento de centrais clássicas a fuelóleo/gás. Apesar do descomissionamento de mais de 7 000 MWe de centrais clássicas a fuelóleo/gás, a construção de novas centrais de ciclo combinado irão incrementar a capacidade de produção Ibérica em mais de 13 000 MWe.

A dependência futura do gás natural para produção de energia é evidente, situação que permite que as actuais empresas sedeadas em Espanha, possam retirar vantagens da actual capacidade distribuição de gás natural, incorporada nos seus negócios e vantajoso para as cadeias de valor.

Da análise efectuada, considerou-se a possibilidade de incorporar os custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> nas tarifas a praticar em mercado liberalizado, situação que pretende reflectir no consumidor final os custos relativos à poluição.

O valor para comercialização das licenças de CO<sub>2</sub> de 28€/t, determinado como limite para substituição de produção a carvão por novos CCGT, depende largamente do custo do combustível. Durante os últimos 3 anos, o preço do crude sofreu aumentos significativos, com reflexos directos no custo do gás natural. Sempre que o custo do gás natural aumente, maior será o valor de comercialização de CO<sub>2</sub> que justifique a alteração de ciclos a carvão para gás natural.

É igualmente evidente que a diversificação das fontes de produção de energia eléctrica, não incluem a curto prazo a construção de centrais a carvão ou nucleares, situação que não se coaduna da melhor forma com a política de diversificação de fontes de energia preconizada pela UE.

Outro aspecto a salientar, resulta no facto da empresa Espanhola Gás Natural, planear construir centrais de ciclo combinado em Espanha, com uma potência total bastante relevante no contexto Ibérico, tendo já sido contemplada com a atribuição de licenças de emissão pelo PNALE Espanhol.

Analisando os dados obtidos relativamente ao possível impacto que a criação do CELE poderá ter na capitalização bolsista das empresas em análise, verifica-se que:

- Os valores de licenças de emissão atribuídos a cada uma das empresas, encontram-se próximo do estimado para 2007, no entanto, por forma a conseguirem cumprir as metas de redução, as empresas terão de efectuar alterações estratégicas relativamente aos métodos de produção de energia eléctrica, caso contrário, terão de começar a adquirir licenças de emissão. Esta situação implica investimentos que podem passar pela construção de parques eólicos, até à substituição de centrais clássicas a carvão ou fuelóleo/gás, por ciclos combinados.

- Se as empresas tiverem a oportunidade de incorporar os custos associados ao mercado de emissões nas suas tarifas, poderão obter ganhos financeiros que anulem o efeito negativo da aquisição de licenças de emissão, mantendo inalterada a sua capitalização bolsista. As empresas que não necessitem de adquirir licenças, poderão igualmente obter receitas provenientes do acompanhamento do aumento de tarifas, com possíveis resultados positivos na sua capitalização bolsista.
- Caso as empresas não incorporem os custos decorrentes da criação do CELE, e considerando os dados analisados, a Endesa e a EDP poderão ser eventualmente prejudicadas financeiramente, estimando-se que os custos adicionais para cumprimento no ano de 2007, possam atingir o valor de 3,6% e 2,4% da sua capitalização bolsista, respectivamente, considerando um valor de comercialização de CO<sub>2</sub> de 20€/t.
- A Unión Fenosa, independente dos cenários considerados, não apresenta ganhos ou perdas significativos. Esta empresa, apesar de na análise considerada não ser praticamente influenciada (de forma positiva ou negativa) pela criação do CELE, não apresenta contudo uma estratégia que garanta investimentos em centros de produção com recursos a fontes renováveis, o que poderá agravar a posição da empresa a partir de 2008.
- A Iberdrola, revela-se como a empresa cujo parque electroprodutor, e estratégia de investimentos se coaduna com os objectivos ambientais resultantes do CELE. Estimou-se que esta empresa é a melhor posicionada, qualquer que seja o cenário considerado, situação associada ao facto desta possuir uma elevada percentagem de produção com recurso a fontes nucleares, e ser o maior produtor com recurso a energias renováveis da Península Ibérica. A estratégia em curso, considera os objectivos de redução de emissões de CO<sub>2</sub> até 2007 e anos seguintes.
- A Endesa e a EDP, prevêem efectuar elevados investimentos em centros de produção eólicos e hídricos, no entanto, a estratégia de ambas as empresas apostarem em energias renováveis, surgiu *à posteriori* da Iberdrola.

- As interligações entre Portugal e Espanha são ainda bastante reduzidas, o que limita bastante a capacidade de trânsito de energia entre ambos os países. Apesar desta situação, as empresas em análise já actuam em ambos os lados da fronteira, sendo no entanto a EDP, a empresa cujo posicionamento já se encontra mais definido possuindo actualmente uma elevada capacidade de produção instalada em Espanha, e projectos de novas instalações. A Endesa e a Iberdrola, têm também projectos em curso para implantação a curto prazo, de centros produtores em Portugal.

#### **4.9 Análise competitiva – 5 forças de Porter**

As empresas em análise, dominam o mercado de produção e distribuição de energia eléctrica na Península Ibérica, no entanto, e apesar de entre elas a competição ser intensa, actualmente, novos entrantes pretendem estabelecer-se como produtores, nomeadamente a empresa Espanhola Gás Natural. Por outro lado, a alteração do tipo de tecnologia de produção, surge como uma vantagem competitiva, a qual se estimou ser proveitosa para a Iberdrola. Nos pontos seguintes, analisam-se as forças competitivas que se estima virem a actuar sobre as empresas em análise.

##### **4.9.1 Barreiras à entrada**

Os Estados Espanhol e Português, atribuíram recentemente licenças para construção de centrais de elevada potência, na ordem dos 400 MWe unitários, as quais se destinam a unidades maioritariamente de CCGT.

A ameaça de novos entrantes é comum para as empresas de produção de electricidade. Como se pode verificar, no mercado de produção Espanhol, o novo entrante com maior potência prevista instalar é a empresa Gás Natural.

Esta empresa, tem como objectivo, colocar em serviço uma quantidade considerável de ciclos combinados a gás natural, com a respectiva vantagem tecnológica associada às menores emissões de CO<sub>2</sub>, por unidade de energia produzida (emissões específicas expectáveis semelhantes à da existente empresa Turbogás, veja-se respectivo valor de referência na Figura 35).

A Gás Natural, com as suas menores emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de energia produzida, e com a possibilidade de efectuar a totalidade de investimentos em CCGT, cujo tempo de colocação em serviço é bastante reduzido, surge como um potencial concorrente, capaz de colocar a sua energia em *pool*, nomeadamente para suprir cargas intermédias e picos, isto considerando o facto de que em Espanha existem centrais nucleares e a carvão que asseguram a base.

As restantes empresas, apesar de dominarem o mercado, deverão ter em atenção a capacidade de suprimento de combustível deste novo entrante, que já inclui na sua cadeira de valor o gás natural, afigurando-se como uma vantagem competitiva para comercialização de energia.

A esta empresa, o PNALE Espanhol já atribuiu um conjunto de licenças de CO<sub>2</sub>, que o coloca em situação de produção semelhante aos restantes concorrentes, sem custos adicionais à partida para aquisição de licenças.

Relativamente a políticas governamentais, o governo Espanhol não criou barreiras à entrada deste concorrente, fomentando a concorrência no sector de produção de energia com recurso a grandes térmicas.

Refira-se que tecnologicamente, a tecnologia de CCGT é fornecida na UE fundamentalmente pela Alstom Power, Siemens e General Electric, pelo que os custos de instalação, O&M e rendimentos dos equipamentos são semelhantes, e competitivos entre si.

Relativamente a Portugal, actualmente o investimento em energias renováveis e CCGT, domina o mercado de produção. A crescente criação de parques eólicos com a respectiva subsidiação de venda de energia, originou uma crescente solicitação de pontos de interligação à rede por parte de centenas de futuros novos entrantes. No entanto, e devido à quantidade em causa, está congelada a atribuição de novos pontos de interligação por parte da REN<sup>33</sup>.

---

<sup>33</sup> Rede Eléctrica Nacional [Em linha], 2004. [Consult. 01 de Maio 2005] disponível em <URL:<http://www.ren.pt>>

As empresas a actuar no mercado Português, têm investido na aquisição de parques eólicos existentes, nomeadamente a empresa Gamesa. Desta forma, evitam-se um conjunto de barreiras à entrada que consomem recursos, duram longos períodos, e nem sempre permitem implementar o pretendido.

A Gamesa, apresenta-se como um promotor de diversos parques eólicos, que outras empresas têm adquirido, nomeadamente a Iberdrola, numa tentativa de incrementar as quotas de produção de energia “verde”. A construção de parques eólicos, apesar de ter vantagens ambientais devido à inexistência de emissões, tem problemas relacionados com:

- a escala, i.e., um gerador eólico atinge entre 2 MWe a 3,5 MWe, enquanto que um CCGT atinge 400 MWe;
- a variação de produção ao longo do dia e do ano (sazonalidade);
- a manutenção e nomeadamente a sua instalação.

A diferenciação de produto fornecido, à medida que a consciência ambiental seja um elemento cativo no senso comum do pequeno consumidor da Península Ibérica, poderá trazer vantagens competitivas a quem produz de forma mais “limpa”, nomeadamente com recurso a fontes renováveis.

A Endesa, Iberdrola, EDP e Unión Fenosa, já possuem canais de distribuição para a energia produzida, junto dos diversos tipos de cliente final, o que coloca estas empresas com vantagens competitivas face aos novos entrantes. Estas quatro empresas, são responsáveis pela quase totalidade de distribuição de energia na Península Ibérica.

As empresas em análise, têm uma elevada dimensão e diversificação do tipo de capacidade de produção, o que face a novos entrantes, que apostam exclusivamente num tipo de tecnologia de produção, é uma vantagem.

Considere-se o cenário em que o preço do gás natural aumente consideravelmente, ou a subsidiação de venda de energia eólica é reduzida. Em ambos os casos, o impacto sobre empresas que possuem um mix de produção diversificado, é menor que no caso de empresas como a Gamesa ou a Gás Natural, que aparentemente têm uma estratégia de investimento numa única tecnologia de produção.

As economias de escala, também são vantajosas para as grandes empresas analisadas, as quais possuem recursos humanos e financeiros, que permitem dispor de financiamento e capacidade de implementação de projectos de forma autónoma, o que já não se revela de modo semelhante para novos entrantes. Por exemplo, a EDP ou a Endesa efectuem a gestão da construção de centrais térmicas na sua totalidade, o que implica um elevado *know-how* de processo em diversas vertentes, térmica clássica, nuclear, hídrica e eólica.

Os operadores de novas instalações, e apesar de um CCGT ser tecnicamente mais simples de operar e manter que uma central clássica a carvão, o crescimento do conhecimento técnico operacional adquire-se com a experiência, situação que agrava os riscos no caso de novos entrantes.

Em resumo, a criação do CELE surge como uma barreira à entrada, a qual pode ser mais facilmente ultrapassada pelos grandes operadores do mercado de electricidade, do que por novos entrantes, que investem nomeadamente num tipo de tecnologia, não possuem canais de distribuição, e cuja capacidade técnica depende da área do *core business*. Para as grandes empresas existentes, o seu mix de produção pode de alguma forma atenuar as consequências relacionadas com o CELE.

#### **4.9.2 Poder negocial dos fornecedores**

As soluções apresentadas pelos diversos fornecedores de equipamentos para produção de energia são semelhantes, pelo que decisões estratégicas acerca de alterações dos processos produtivos, encontram-se acessíveis para todos os produtores de electricidade da Península Ibérica.

Algumas empresas já apresentam soluções relativas ao “sequestro” de CO<sub>2</sub>, no entanto, ainda não é economicamente viável proceder à instalação deste tipo de soluções.

Considerando o referido, a estratégia de cada uma das empresas depende largamente da disponibilidade de tecnologia, que no entanto pode ser adquirida por qualquer um dos intervenientes. A aquisição de equipamentos a efectuar, depende da estratégia definida para actuação num mercado em que são oneradas as emissões de CO<sub>2</sub>.

### **4.9.3 Poder negocial dos clientes**

Os clientes no mercado de electricidade, podem ser considerados grandes clientes industriais e clientes residenciais. Para os primeiros, o custo da electricidade é fulcral para o sucesso dos seus negócios, para os segundos, já se vai tornando importante a componente ambiental. Desta forma, o factor tecnológico relativo ao modo de produção de energia, com recurso a processos ambientalmente favoráveis, poderá ter impacto positivo nas vendas de energia, nomeadamente quando o mercado liberalizado na Península Ibérica estiver em curso, com todos os clientes elegíveis. Neste cenário, a Iberdrola surge ambientalmente como a empresa que pode apresentar valor para o cliente, devido à quantidade de potência instalada com recurso a fontes renováveis.

As empresas em análise, possuem participações em centrais nucleares, situação que favorece o preço de comercialização de energia para os grandes consumidores, no entanto, é encarada como uma situação de risco pela opinião pública, nomeadamente em Portugal, pelo que já nos anos 80, foi parado o processo de instalação neste país de uma central nuclear. Actualmente, esta solução, pelo facto de não emitir CO<sub>2</sub> e permitir um preço final da energia bastante competitivo, está novamente a ser discutida por diversos estados europeus.

A utilização por parte das empresas de uma tecnologia de produção diferenciada ambientalmente, pode ser encarado no futuro pelos consumidores como um valor adicional criado pelo fornecedor. A produção com recurso a fontes renováveis, não permite reduzir os custos de produção sem aumentar o custo para o cliente, pelo que a diferenciação implica um consumidor disposto a assumir custos adicionais de produção, desde que garantida a produção de energia “verde”.

### **4.9.4 Produtos substitutos**

No sector de produção de electricidade, o produto final é o mesmo, variando contudo o processo produtivo. O preço de formação da energia depende do tipo de tecnologia utilizada, pelo que apesar de um CCGT ser ambientalmente competitivo, o facto de consumir gás natural, onera o preço da energia, quando comparado com o carvão. Outro exemplo pode ser dado considerando centrais hídricas, que são investimentos de longo prazo, mas cuja capacidade de produção depende largamente de factores ambientais não controláveis.

O reflexo da não produção de centrais hídricas devido a situações por exemplo de grande seca, poderá no futuro onerar adicionalmente o preço da energia, caso as empresas tenham que produzir energia com recurso a combustíveis fósseis, emitindo adicionalmente CO<sub>2</sub>, tendo que eventualmente adquirir licenças de emissão para cumprir a legislação em vigor. A alteração de tecnologia para outra ambientalmente mais favorável, tem custos associados e problemas técnicos, que têm de ser devidamente ponderados.

#### **4.9.5 Concorrentes do sector**

As empresas Ibéricas consideradas, rivalizam entre si, dependendo largamente da sua capacidade de gerir a distribuição da energia produzida, pois é um produto que não pode ser colocado em *stock* após ser produzido. Deste modo, o sucesso do investimento em novos centros produtores, depende largamente da capacidade de colocação da energia no futuro MIBEL, em condições de preço e de mérito de ordem de entrada, que permitam a entrada em operação das instalações de forma competitiva. Ao invés do referido, ambientalmente verifica-se a necessidade de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, situação que pode originar alteração da entrada em produção, por eventual alteração do preço da energia, associada à eventual necessidade de aquisição de licenças de emissão.

A Iberdrola, comparativamente aos restantes concorrentes, apresenta vantagens competitivas, pois a sua aposta em fontes renováveis, possibilita eventualmente a comercialização parcial de licenças de emissão que lhe foram atribuídas.

A Unión Fenosa, apesar de na análise estar igualmente bem colocada, os seus investimentos em tecnologias de produção emissoras de CO<sub>2</sub>, poderão inverter o seu posicionamento no futuro. A Endesa e a EDP, surgem como os mais afectados pela criação do CELE.

#### **4.10 Possíveis estratégias a adoptar**

A criação do mercado de comercialização de licenças de CO<sub>2</sub>, pode ser encarado como uma possibilidade de investimento das empresas de produção de energia com recurso a fontes renováveis, nomeadamente parques eólicos, disponibilizando quotas de emissão que podem ser transaccionadas em bolsa.

Apesar do referido, estimou-se que as empresas analisadas não possuem licenças em excesso, e o incentivo de alteração do tipo de tecnologia de produção de carvão para gás natural, implica que as licenças atinjam um valor superior a 28€/t de CO<sub>2</sub>.

A Endesa, tem planos para reconversão de centrais a carvão que consomem carvão nacional para consumir carvão internacional, situação que poderá decorrer da redução gradual dos incentivos dos CTC relativos à quota de produção de energia com recurso a combustível nacional.

A totalidade da energia produzida pela Endesa, é largamente constituída por fontes nucleares e centrais a carvão. Apesar dos investimentos previstos em CCGT, a possível evolução do custo do gás natural para valores mais elevados, poderá ter como consequência directa o aumento dos custos de produção de energia eléctrica. Como já foi anteriormente referido, a mudança de produção do carvão para CCGT, será menos vantajosa quanto maior for o custo do gás natural. Sendo a Endesa o produtor de energia dominante na Península Ibérica, e consciente das limitações de trânsito de energia entre Portugal e Espanha, os investimentos em CCGT e energias renováveis em ambos os lados da fronteira, denotam a preocupação crescente com o CELE.

A existência de um parque electroprodutor de carvão com elevada potência, implica investimentos avultados em centrais que ainda não possuam sistemas de redução de óxidos de azoto e de enxofre, o que irá eventualmente onerar o preço final da electricidade, e adicionalmente às licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

A EDP revela-se como uma empresa, que depende largamente da produção a carvão e hídrica. Quando se verifica um reduzido índice de hidraulicidade, como actualmente, prevê-se que os valores limites de emissão atribuídos, possam ser insuficientes para cumprimento do estabelecido pela UE.

A estratégia da EDP de efectuar investimentos em novos centros de produção CCGT e parques eólicos, coaduna-se com os objectivos nacionais de redução de emissões, e de atingir uma quota de produção de energia renovável de 39% do total em 2010. Apesar do referido, considerando o domínio da tecnologia de carvão, a empresa deverá considerar os cenários de evolução do preço do gás natural, levantando a hipótese de diversificar a sua produção, investindo em centrais a carvão num futuro próximo.

O investimento da EDP em parques eólicos e centros de produção hídricos, deverão constituir uma prioridade, aproveitando o subsídio de tarifas em vigor em Portugal e a actual situação de seca prolongada, que poderá abrir caminho para a construção de novos aproveitamentos hidroeléctricos.

A EDP, é a única empresa em análise que não possui nas suas actividades de negócio a distribuição de gás natural, situação que comparativamente às restantes empresas não permite obter vantagens na aquisição de combustível para utilização em CCGT. Apesar do referido, o seu mix de produção mais equilibrado, localizado em ambos os lados da fronteira, pode tornar-se uma vantagem competitiva, já que através da empresa Hidrocantábrico, as barreiras à entrada no mercado Espanhol foram reduzidas significativamente.

Relativamente à Iberdrola, a sua produção depende largamente das fontes hídricas, cogerações e fontes renováveis, apesar de possuir uma razoável produção com recurso a carvão. O mix de produção desta empresa é o que se apresenta mais adequado ao cumprimento das restrições de emissões de CO<sub>2</sub>. Nos cenários analisados, a empresa é a melhor posicionada, estimando-se uma capitalização bolsista até aproximadamente 8%, caso incorpore os custos relativos às emissões de CO<sub>2</sub> nas suas tarifas de comercialização de electricidade.

A Iberdrola, através da aquisição da Finerge, consegue de alguma forma evitar barreiras à entrada no mercado Português, para estabelecimento de centros produtores de electricidade, no âmbito de projectos de energias renováveis, nomeadamente na construção de parques eólicos.

Por outro lado, a construção de ciclos combinados em Portugal e Espanha, revelam uma estratégia associada ao negócio de distribuição de gás natural e redução de emissões de CO<sub>2</sub>, através do descomissionamento de centrais convencionais de tecnologia obsoleta. Desta forma, a estratégia delineada pela Iberdrola, de investimento em centros de produção com recurso a fontes renováveis, permite compatibilização com as restrições ambientais relativas ao CO<sub>2</sub>, e a futuros investimentos a realizar para redução das emissões de óxidos de azoto e enxofre, nomeadamente característicos de centrais convencionais a carvão e fuelóleo.

Em síntese, a Iberdrola, prosseguindo com a estratégia delineada, tanto em Portugal como em Espanha, vai ao encontro de objectivos nacionais de produção de energia com recurso a fontes renováveis, garantindo uma vantagem competitiva ambiental sobre os restantes concorrentes.

A Unión Fenosa, apresenta uma estratégia de diversificação que consiste fundamentalmente na construção de novas centrais CCGT, e descomissionamento de centrais convencionais a fuelóleo/gás. Esta empresa, apesar de ter sido estimado que praticamente não iria ser prejudicada com a criação do CELE no período em análise, devido à sua quota de produção maioritariamente térmica, deverá procurar investir igualmente em fontes de energia renováveis, no sentido de reduzir as suas emissões específicas de CO<sub>2</sub>. A estratégia desta empresa, não revelou em especial a realização de investimentos em Portugal.

Todas as empresas apostam fortemente na construção de CCGT, o que torna o seu mix de produção a médio/longo prazo bastante dependente do preço do gás natural, sujeito a toda a volatilidade verificada actualmente com a escalada do preço do petróleo.

A constituição do MIBEL, poderá ter como consequência a alteração de tarifas de comercialização de electricidade, no sentido de possibilitar às empresas a incorporação dos custos de cumprimento do CELE, aumentando os respectivos ganhos e a capitalização bolsista.

## 5 Conclusões

As alterações climáticas verificadas em todo o globo, levaram a Comunidade Mundial a rectificar este ano o Protocolo de Quioto, tendo como consequência a necessidade de reduzir as emissões globais de GEE verificadas nos diversos países. No âmbito do Protocolo de Quioto, a União Europeia comprometeu-se em reduzir significativamente, entre 2008 e 2012, as emissões de GEE em 8%, comparativamente ao nível de emissões verificado em 1990. Neste sentido, decidiu implementar o comércio europeu de licenças de CO<sub>2</sub>, cujo primeiro período experimental de três anos teve início em 2005, sendo que a partir de 2008, este comércio deverá estar totalmente operacional. Com a criação do CELE, a UE pretende que sejam os agentes a internalizar as externalidades por elas originadas.

A diferença entre o Protocolo de Quioto e o CELE, reside no facto do primeiro se encontrar estabelecido entre dezenas países, enquanto o segundo resulta na atribuição por parte dos diversos estados da União Europeia, de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> a diversas empresas, as quais irão negociar estes direitos de propriedade transferíveis, no CELE.

Devido à dificuldade em identificar todos os agentes emissores de CO<sub>2</sub>, o mercado inclui apenas agentes cuja potência térmica seja superior a 20 MWth, permitindo reconhecer facilmente os agentes elegíveis, e igualmente quantificar, com recurso ao combustível consumido, as emissões verificadas. Desta forma, é possível estabelecer um mercado credível para transaccionar títulos de emissão de CO<sub>2</sub>.

A indústria de produção de electricidade com recurso a combustíveis fósseis, recebeu a maioria das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> devido às características inerentes ao seu processo, pelo que serão agentes interessados, e que actualmente desenvolvem estratégias no sentido de actuarem no CELE com sucesso, evitando eventuais penalidades. As empresas produtoras de electricidade cotadas em bolsa, e que operem em mercados liberalizados, terão de implementar estratégias adequadas ao objectivo global de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, evitando eventuais reduções de capitalização bolsista. Actualmente, na Península Ibérica, as maiores empresas de produção de electricidade, encontram-se cotadas em bolsa, e adicionalmente está em curso a implementação do MIBEL.

Foi objecto da presente dissertação a determinação da influência da criação do CELE na capitalização bolsista das 4 maiores empresas de produção de electricidade, bem como descrever possíveis estratégias de actuação.

A empresa Energias de Portugal – EDP, é a única empresa em análise que actua directamente em centros de produção térmicos clássicos em Portugal e Espanha, tendo por isso recebido licenças de emissão através de ambos os PNALE. A Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa, actuam directamente em Espanha, apesar da intenção assumida de instalação de centros de produção CCGT em Portugal, por parte das duas primeiras empresas. Considerando os valores limites de emissão correspondentes a 2004, e as quantidades atribuídas para 2007, verifica-se um possível défice relativamente à Endesa e à EDP, o que implica custos adicionais de operação.

A Iberdrola e a Unión Fenosa, apresentam uma possível quantidade de licenças atribuídas praticamente idêntica às emissões expectáveis, não sendo por isso penalizadas por esta situação. No Quadro XXI, apresentam-se os resultados obtidos relativamente ao diferencial de licenças de emissão, entre 2004 e 2007, possíveis custos de aquisição de licenças no caso da Endesa e da EDP ou os ganhos resultantes da venda de licenças em excesso a favor da Iberdrola e da Unión Fenosa. Estes valores foram calculados considerando os custos de comercialização de licenças de emissão por tonelada de CO<sub>2</sub> de 7,5€/t, 20€/t e 28€/t.

Estimou-se que as empresas analisadas não possuem licenças em excesso, e o incentivo de alteração do tipo de tecnologia de produção de carvão para gás natural, implica que os títulos devam atingir um valor superior a 28€/t de CO<sub>2</sub>.

**Quadro XXI – Diferencial de licenças estimado, e possíveis custos de aquisição de licenças.**

<b>Empresa</b>	<b>Diferencial (t CO2)</b>	<b>7,5 €/t CO2 (mEuros)</b>	<b>20 €/t CO2 (mEuros)</b>	<b>28 €/t CO2 (mEuros)</b>
<b>Endesa</b>	- 6.208.258	- 46.562	- 124.165	- 173.831
<b>EDP</b>	- 1.942.560	- 14.569	- 38.851	- 54.392
<b>Iberdrola</b>	195.628	1.467	3.913	5.478
<b>Unión Fenosa</b>	749.737	5.623	14.995	20.993

Pode inferir-se do quadro anterior que, caso a Endesa e a EDP não possuam licenças suficientes e tenham de proceder à sua aquisição, se não incorporarem nas suas tarifas de venda de energia os custos relativos à aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>, os lucros poderão diminuir consideravelmente.

Devido à possibilidade de, em mercado liberalizado as empresas minimizarem esta perda, considerou-se a incorporação dos custos relativos à aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> nas tarifas correspondentes a cargas intermédias e picos. Da análise efectuada, verificou-se que as eventuais receitas adicionais, são proporcionais à produção verificada, i.e., a Endesa, será a empresa que poderá ter maior benefício, seguida da Iberdrola, EDP e Unión Fenosa.

O impacto total estimado sobre as empresas em análise, relativo às licenças de emissão, foi determinado da seguinte forma:

- no caso da Endesa e da EDP, determinou-se a diferença entre as possíveis receitas provenientes do aumento da tarifa de comercialização de electricidade, e os custos associados à aquisição de direitos de emissão;
- no caso da Iberdrola e da Unión Fenosa, as possíveis receitas provenientes do aumento da tarifa de comercialização de electricidade, adicionados de benefícios resultantes da venda de licenças de emissão.

A Endesa e a EDP, são penalizadas pelo facto de terem de adquirir licenças, enquanto que, possivelmente, a Unión Fenosa e a Iberdrola saem beneficiadas, podendo adicionalmente aumentar as receitas resultantes das vendas de energia e licenças de CO<sub>2</sub>. A possibilidade de estes dois últimos produtores acompanharem o aumento do custo marginal de comercialização de electricidade, traduz-se num benefício económico bastante considerável.

No Quadro XXII, resume-se o diferencial em m€ entre aquisição/venda de licenças de CO<sub>2</sub> e possíveis ganhos resultantes do aumento das tarifas anteriormente referidas.

Quadro XXII – Diferencial entre aquisição/venda de licenças de CO<sub>2</sub> e receitas adicionais.

Empresa	7,5 €/t CO <sub>2</sub> (mEuros)	20 €/t CO <sub>2</sub> (mEuros)	28 €/t CO <sub>2</sub> (mEuros)
Endesa	610	610	610
EDP	190	188	187
Iberdrola	34.376	90.959	127.172
Unión Fenosa	20.855	55.286	77.321

Para a determinação da variação de capitalização bolsista das empresas em análise, utilizou-se a metodologia fluxo de tesouraria descontado, a qual permite estimar o valor presente de um bem, de acordo com a possibilidade de gerar fluxos de tesouraria futuros. O período em análise foi de 15 anos, tanto para o comércio de licenças de emissão, como para a incorporação dos custos relacionados com a incorporação de eventuais custos nas tarifas. As simulações foram efectuadas para 4 cenários, dependendo do preço de comercialização dos títulos de emissão, 7,5€/t, 20€/t e 28€/t, e para a situação em que não é efectuado aumento de tarifas de venda de electricidade, considerando um preço de aquisição de títulos de 20€/t. O resumo dos resultados obtidos para cada um dos casos apresenta-se no Quadro XVIII.

**Quadro XXIII – Capitalização bolsista estimada para cada um dos cenários considerados.**

<b>Empresa</b>	<b>7,5 €/tCO2</b>	<b>20 €/tCO2</b>	<b>28 €/tCO2</b>	<b>20€/tCO2 s/aumento preço electricidade</b>
Endesa	0,0%	0,0%	0,0%	-3,6%
EDP	0,0%	0,0%	0,0%	-2,4%
Iberdrola	1,0%	2,7%	3,8%	0,1%
Unión Fenosa	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%

Verifica-se que, a Endesa e a EDP, caso venham a repercutir os custos no preço da energia comercializada, poderão ter benefícios, os quais, considerando o actual valor de comercialização de CO<sub>2</sub> (aproximadamente 20€/t), permite manter inalterada a sua capitalização bolsista.

Os valores de licenças de emissão atribuídos a cada uma das empresas são bastante próximos dos valores estimados para o primeiro período de implementação do CELE, 2005-2007. Apesar do referido, as empresas para cumprir o estipulado, terão de efectuar alterações estratégicas relativamente aos métodos de produção de energia eléctrica, caso contrário terão de começar a adquirir licenças de emissão.

Ao invés de adquirir licenças de emissão, as empresas poderão investir em parques eólicos, ou eventualmente substituir centros de produção clássicos a carvão, por centrais de ciclo combinado. A opção de instalação de ciclos combinados, encontra-se todavia sujeita à evolução do preço do gás natural, o qual tem vindo a aumentar consideravelmente no último ano. Como já foi referido, quanto maior for o preço do gás natural, menos vantajosa é a alteração de centros de produção clássicos a carvão para CCGT.

Se às empresas que tenham que adquirir títulos de emissão, for permitido incorporar os custos associados nas suas tarifas, poderão obter ganhos financeiros que anulem este efeito negativo, mantendo inalterada a sua capitalização bolsista.

As empresas que não necessitem de adquirir licenças, poderão igualmente obter receitas provenientes do acompanhamento do aumento de tarifas dos concorrentes, com a possibilidade de atingir resultados consideráveis na sua capitalização bolsista.

Se não for permitido às empresas incorporar os custos associados ao mercado de emissões de CO<sub>2</sub> nas suas tarifas, considerando os dados analisados e resultados obtidos, a Endesa e a EDP poderão ser eventualmente prejudicadas financeiramente, estimando-se que os custos adicionais para cumprimento no ano de 2007, possam atingir o valor de 3,6% e 2,4% da sua capitalização bolsista, respectivamente, situação determinadas com um valor de comercialização de CO<sub>2</sub> de 20€/t.

A elevada quantidade de instalação de centros de produção CCGT a gás natural na Península Ibérica, irá permitir aumentar significativamente a potência instalada e ao mesmo tempo suprir as lacunas de produção provenientes do descomissionamento das instalações clássicas mais antigas que consomem fuelóleo carvão ou gás natural. As empresas em análise possuem várias instalações deste tipo, que se encontram em fim de vida, ou então serão limitadas no seu tempo útil de operação, devido à entrada em vigor das limitações de emissão relativas ao SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> a partir de 2008.

Considerando as restrições ambientais em curso na UE, nomeadamente as relacionadas com o mercado de CO<sub>2</sub>, das empresas analisadas, a Iberdrola é a que apresenta melhor estratégia nos tipos de investimento realizados. Esta empresa, é a que possui maior quantidade de potência eólica instalada, bem como uma estratégia de implementação de ciclos combinados, que lhe irá permitir reduzir substancialmente as emissões específicas de CO<sub>2</sub>. Por outro lado, ao apresentar um mix de produção mais “verde”, poderá beneficiar do eventual aumento de tarifas dos concorrentes Endesa e EDP, para incorporação dos custos de aquisição de eventuais licenças de CO<sub>2</sub>.

A Unión Fenosa, apesar de na presente análise estar igualmente bem colocada, os seus investimentos em tecnologias de produção emissores de CO<sub>2</sub> poderão inverter o seu posicionamento no futuro. Exemplo disso é a intenção de investir em novas centrais de ciclo combinado, tendo como consequência o aumento de emissões, as quais terão de ser adquiridas em bolsa. Adicionalmente a escalada dos preços do petróleo, poderá implicar um aumento significativo dos preços finais da energia com recurso a este tipo de tecnologia.

A Endesa e a EDP, apresentam um mix de produção que as penaliza em anos de fraca hidraulicidade e elevada produção com recurso a centrais térmicas clássicas, tal como está a acontecer no corrente ano. Actualmente, devido à seca, ambas as empresas recorrem às centrais térmicas clássicas para produzir energia, pois os rios encontram-se com caudais bastante reduzidos. A Endesa e a EDP serão possivelmente as empresas mais influenciadas na sua capitalização bolsista devido à criação do CELE.

Comparativamente à EDP, o facto da Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa terem uma elevada percentagem da produção com recurso a centrais nucleares, tem vantagens ambientais significativas em termos de emissões, nomeadamente no que concerne ao CO<sub>2</sub>. Neste sentido, principalmente a Endesa e a Iberdrola, saem beneficiadas, pois a produção base é parcialmente isenta de emissões de CO<sub>2</sub>.

A criação do mercado de comercialização de licenças de CO<sub>2</sub>, pode ser encarado como uma possibilidade de investimento das empresas em produção de energia com recurso a fontes renováveis, nomeadamente parques eólicos, disponibilizando quotas de emissão que podem ser transaccionadas em bolsa. A instalação de CCGT, é igualmente uma opção estratégica interessante, devido às reduzidas emissões específicas de CO<sub>2</sub> e ao tempo necessário para instalação dos mesmos. No entanto, possíveis aumentos do preço do gás natural relacionados com a escalada do preço do petróleo, deverão levar à alteração desta estratégia. Se este aumento se verificar, poderá ser interessante analisar novos investimentos em centros de produção a carvão ou nucleares.

Apesar do referido, e considerando o objectivo europeu de redução da dependência de combustíveis fósseis, a aposta em energias renováveis, nomeadamente parques eólicos, deverá atingir cada vez mais, maior quota de mercado. Verifica-se que actualmente as empresas Ibéricas investem na compra ou desenvolvimento de novos centros de produção eólicos, o que denota uma estratégia ambiental em consonância com os objectivos ambientais e estratégicos da UE.

Em súpula, a criação do comércio europeu de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, irá influenciar significativamente a formulação de estratégias das empresas produtoras de electricidade. O ano de 2005, devido à seca prolongada, tem como consequência uma maior produção com recurso a fontes térmicas, nomeadamente a carvão e CCGT. No final do ano, será interessante verificar se as quantidades que venham a ser atribuídas definitivamente a cada uma das empresas, são suficientes para satisfazer as necessidades, sendo expectável que tal não aconteça, e que algumas empresas tenham de adquirir títulos de emissão de CO<sub>2</sub>.

Apesar do possível impacto nas empresas, este será muito possivelmente “partilhado” com os consumidores, cujo consumo de energia eléctrica se encontra directamente relacionado com as emissões de CO<sub>2</sub>.

## Bibliografia

Abbot, M. (1999) – *Is the security of supply a Public Good*, The Electricity Journal, pp. 31-33, Elsevier Science Inc., August/September, 2001.

Barbosa, A. (1997) – *Economia Pública*, McGraw-Hill, Lisboa, 1997.

Buchanan, J., Stubblebine W. Externality, A.E.A. – *Readings in Welfare Economics*, Eds. Kenneth Arrow and Tibor Scitovsky (Richard D. Irwin, Inc., Homewood, IL, 1969).

Carlton, Dennis, Perloff, Jeffrey – *Modern Industrial Organization*, 3rd Edition, Addison Wesley Longman, 2000. ISBN 0-321-01145-7

Cerin, P., Karlson, L. (2002) – *Business incentives for sustainability: A property rights approach*, Ecological Economics 40(1), Elsevier Science Inc.

Comissão para as Alterações Climáticas (CAC) (2002) – *Plano Nacional para as Alterações Climáticas*, Versão 2001, Março de 2002, Lisboa.

Commission Of The European Communities – *Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, 2004

Coucello, V. (1998) – *A Energia e o Protocolo de Kyoto, Em: Energia, Competitividade e Bem-estar*, Economia & Prospectiva, Vol. II, n.º 2, Jul./Set. 1998.

Direcção Geral de Energia – *Metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis em Portugal*, Janeiro 2003

ERSE – *Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*, 2002

European Commission, *Electricity from Renewable energy sources and the internal electricity market*, 1999

Felizardo, Nuno – *Mercado De Certificados Verdes Avaliação Da Possibilidade De Aplicação Em Portugal*, Universidade Técnica de Lisboa, 2003

Hanley, N. et al, *Environmental Economics, In Theory and Practice*, Macmillan Press LTD, 1997

International Energy Agency – *International Emission Trading*, OECD/IEA, 2001

International Energy Agency, *Renewable energy Policy in IEA Countries*, 1998

- Knuttsen, N. (2002) – *Dynamics of an EU System for Tradable Green Certificates*, Master Science Thesis, Linköpings Universitet, Norrköping, Sweden, 2002.
- Mankiw, Gregory – *Principles of Economics*, The Dryden Press, 1998, ISBN 0-03-098238-3
- Mas-Colell, A., Whinston, M., Green, J. (1995) – *Microeconomic Theory*, Oxford University Press, Oxford, 1995.
- Mateus, A., Mateus, M. (2002) – *Microeconomia, Teoria e Aplicações*, Editorial Verbo, 2002.
- Mintzberg, H. [et al] – *The Strategy Process*, 4th Edition, Prentice-Hall, 2002. ISBN 0-273-65120-X
- Nijkamp, P. (1977) – *Theory and application of environmental economics*, North Holland, 1977.
- Oates, Wallace E. – *The Economics Of Environmental Regulation*, Edward Elgar Publishing Limited, 1996
- Panelist, Muhammed – *Electricity Sector Reforms and Private Participation*, World Bank, 2003
- Pearce, D.W., Turner, R.Kerry – *Economics Of Natural Resources And The Environment*, Harvester Wheatsheaf, 1990
- Porter, M. (1980) – *Competitive Strategy*, The Free Press, New York.
- Rappaport, Alfred – *Creating Shareholder Value*, The Free Press, 1986
- Rowland, Chris [et al] – *Emission Trading Carbon Derby*, Dresdner Kleinwort Wasserstein, 2003
- Samuelson, Paul, Nordhaus, William – *Economia, 14ª Edição*, McGraw-Hill, 1993, ISBN 0972-9241-40-6
- Schaefer, G.J., et al – *Tradable Green Certificates, a New Market-Based Incentive Scheme For Renewable Energy*, Introduction and Analysis, Petten, 1999
- Soloman, John – *Economics*, 2nd Edition, Prentice Hall Harvester Wheatsheaf, 1994, ISBN 0-13-507559-9



Sousa, Rita – *O Funcionamento Dos Mercados De Emissões E Análise da Possibilidade de Aplicação em Portugal*, Universidade Técnica de Lisboa, 2002

Tietenberg T.H. – *Economics and Environmental Policy*, Edward Elgar Publishing Limited, 1994

Varian, Hal R. – *Intermediate Microeconomics – A Modern Approach*, Ed Parsons, 1999

Verhoef, E. (1997) – *Externalities, Research Memorandum 1997-31*, Vrije Universiteit, Amsterdam.

Weiß, Brigit, Hauff, Jochen – *CO<sub>2</sub> Emission trading from theory to practice: Strategic and Operational Challenges for Power Generators*, AT Kearney GmbH, 2003

Wright, M.G. – *Discounted Cash Flow*, 2nd Edition, McGraw Hill, 1973

Endesa - *Informe Anual 2002:2003/2003:2004*

Iberdrola - *Informe Anual 2002:2003/2003:2004*

Iberdrola - *Informe Trimestral 2004 (4º Trimestre)*

Unión Fenosa - *Informe Anual 2002:2003/2003:2004*

Electricidade de Portugal – *Relatório de Contas 2002:2003/2003:2004*

#### **Endereços de Internet Consultados:**

<http://ascert.energyprojects.net>

<http://www.alstompower.com>

<http://www.ambienteonline.pt>

<http://www.bl.uk>

<http://www.bn.pt>

<http://www.cele.pt>

<http://www.cne.es>

<http://www.cnmv.es>

<http://www.dge.pt>

<http://www.dge.pt>  
<http://www.edp.pt>  
<http://www.eere.energy.gov>  
<http://www.efet.org>  
<http://www.endesa.es>  
<http://www.enel.it>  
<http://www.energyforum.net>  
<http://www.erse.pt>  
<http://www.ge.com>  
<http://www.greenprices.com>  
<http://www.iberdrola.es>  
<http://www.iea.org>  
<http://www.ieagreen.org.uk>  
<http://www.ieta.org>  
<http://www.isda.org>  
<http://www.kyoto.com>  
<http://www.mma.es>  
<http://www.platts.com>  
<http://www.pointcarbon.com>  
<http://www.pointcarbon.com>  
<http://www.portoeditora.pt>  
<http://www.proberam.pt>  
<http://www.rec.org>  
<http://www.ree.es>  
<http://www.ren.pt>

<http://www.siemens.com>

<http://www.sodesa.pt>

<http://www.statkraft.no>

<http://www.tejoenergia.com>

<http://www.tejoenergia.pt>

<http://www.ue.org>

<http://www.umi.com>

<http://www.unesa.es>

<http://www.Uniónfenosa.es>

<http://www.viesgo.es>

<http://www.worldbank.com>

<http://www.worldwatch.org>

<http://www.worldwidegreen.com/gc.htm>