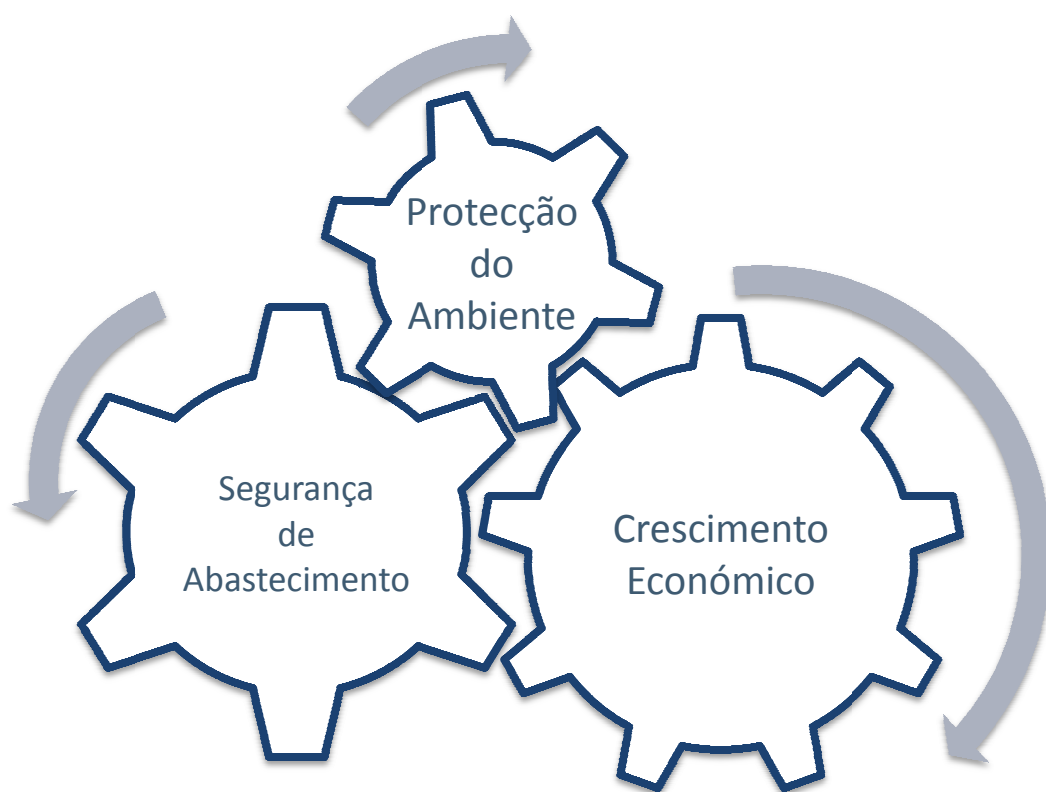


Redução da Dependência Energética de Portugal

Um Plano de Acção Sustentável 2010-2015



Data de conclusão do relatório:
Julho de 2009

O Grupo de trabalho do CDS-PP sobre Dependência Energética

Coordenador e relator:

Miguel Moreira da Silva

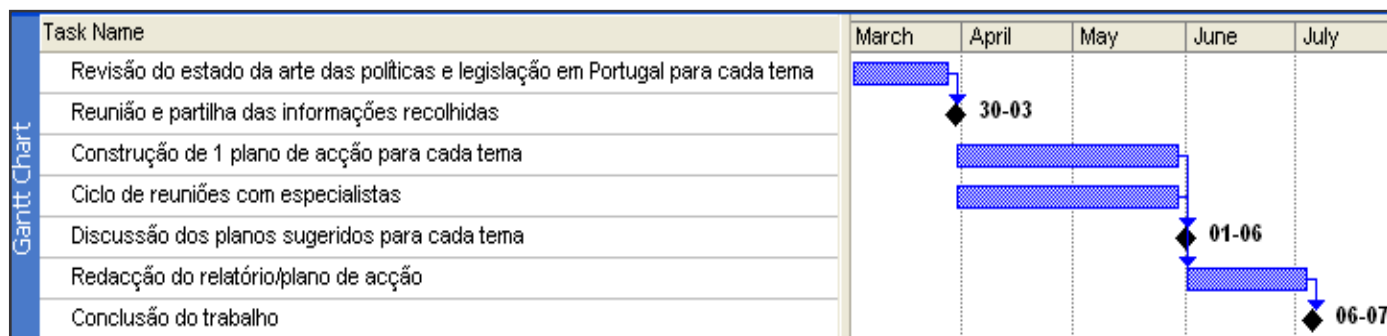
e-mail: m.moreirasilva@sapo.pt

Colaboradores:

- Luis Fernandes
- Bernardo Pires de Lima
- António Carlos Monteiro
- Adolfo Mesquita Nunes
- João Paulo Castanheira

Planeamento e Metodologia

Foi proposto, ao presente Grupo de Trabalho, a elaboração de um relatório que dotasse o CDS-PP de uma visão clara e exacta acerca dos desafios inerentes à temática da Energia, e apresentasse sugestões para a construção do novo paradigma do sector energético e consequente redução da dependência energética de Portugal. Para tal, foi cumprido o seguinte plano de trabalho.



Ao longo do trabalho foram realizadas várias reuniões com especialistas, para cada uma das áreas analisadas, tais como:

- Prof. Dr. Borges Gouveia (Eficiência Energética);
- Prof. Dr. António Sá da Costa (Produção de Electricidade);
- Prof. Dr. José Manuel Viegas (Mobilidade);
- Dr. Nuno Ribeiro da Silva (Regulação e Mercados de Energia);
- Prof. Dr. Jorge Vasconcelos (Regulação e Estratégia Global).

Conteúdo

1	Desafios	5
1.1	Alterações Climáticas.....	5
1.2	Dependência Energética.....	14
2	O <i>Bailout</i> da Energia: Eficiência, Tecnologias Limpas e Mercados Concorrenciais	18
2.1	O papel do Governo	18
2.2	Eficiência e Tecnologias Limpas	19
2.2.1	Estado da arte.....	19
2.2.2	Propostas.....	31
2.3	Regulação e Mercados de Energia Concorrenciais	39
2.3.1	Estado da arte.....	39
2.3.2	Propostas.....	49
3	Geopolítica da Energia.....	53
4	Bibliografia	65

1 Desafios

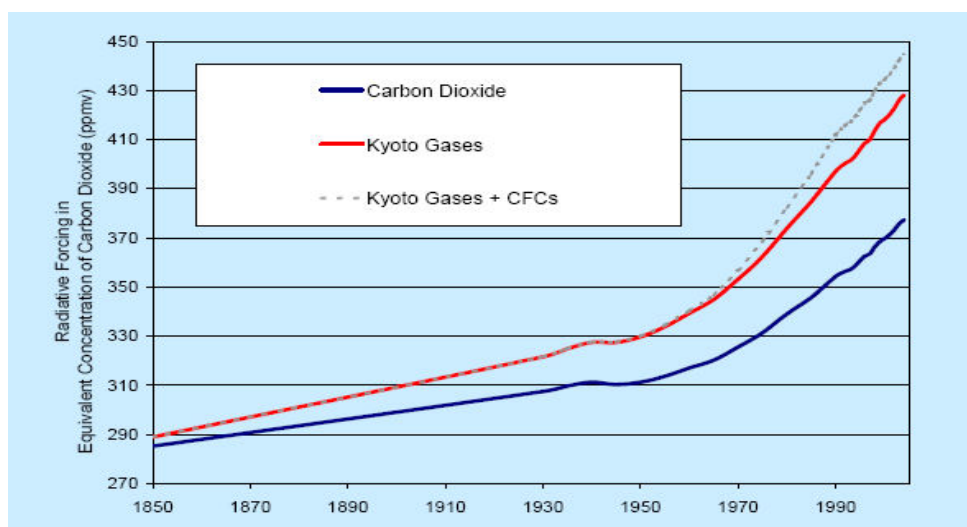
1.1 Alterações Climáticas

A evidência científica

De acordo com o quadro da microeconómica neoclássica (Fisher & Peterson, 1971), (Cropper & Oates, 1992), a teoria económica do meio ambiente é tratada sob a perspectiva da procura de uma solução que tenha todas as características de *estado ótimo*. Contudo, a teoria das externalidades veio identificar uma série de casos de falência do mercado. Segundo Baumol e Oates, as externalidades são criadas sempre que: a utilidade ou produção de um indivíduo inclui variáveis reais, cujos valores são escolhidos por outros, sem particular atenção aos efeitos no seu bem-estar; o decisor cuja actividade afecta a utilidade ou função de produção de outros não recebe, ou paga, em compensação dessa actividade um valor igual aos custos ou benefícios marginais que dela resultam. De acordo com Pigou, há externalidades positivas (economia externa) e externalidades negativas (deseconomia externa). Um exemplo da deseconomia externa consiste no “Dilema do Prisioneiro” e na “Tragédia dos Comuns”.¹ Isto é, quando um recurso pode ser utilizado livremente por todos (indivíduos, empresas, Governos, etc.) e estes não consideram as consequências que as suas acções terão nos outros, perde-se a noção de bem comum e os resultados são claros: sobre-exploração dos recursos e poluição do meio ambiente.²

A evidência científica é agora clara e preocupante. As alterações climáticas apresentam riscos globais e exigem uma acção colectiva urgente.

Desde a era pré-industrial (por volta de 1750), a concentração de CO₂ aumentou de 280 partes por milhão (ppm) para 430 ppm, como resultado, em particular, da queima de combustíveis fósseis e da desflorestação.



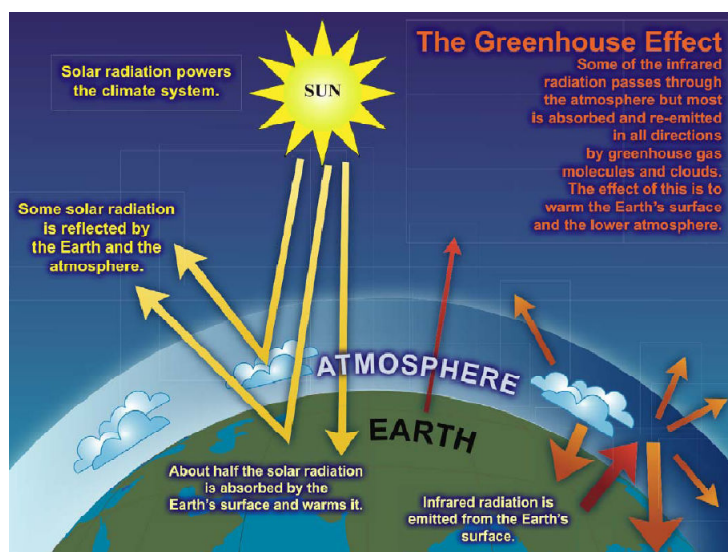
Fonte: Dept. of Meteorology, University of Reading

Fig. 1: Concentração de gases na atmosfera

¹ Faucheux, Noel, Economia dos Recursos Naturais e do Meio Ambiente, 1995

² Stiglitz, Joseph, Making Globalization Work, 2006

Contudo, outros gases têm vindo a aumentar a sua concentração, tais como o metano e N_2O . Como consequência do Efeito de Estufa associado ao CO_2 presente na atmosfera, o planeta aumentou a sua temperatura média em mais do que $0,5^\circ\text{C}$ e aumentará mais $0,5^\circ\text{C}$ nas próximas décadas, devido à inércia do sistema climático.



Fonte: IPCC

Fig. 2: Efeito de estufa

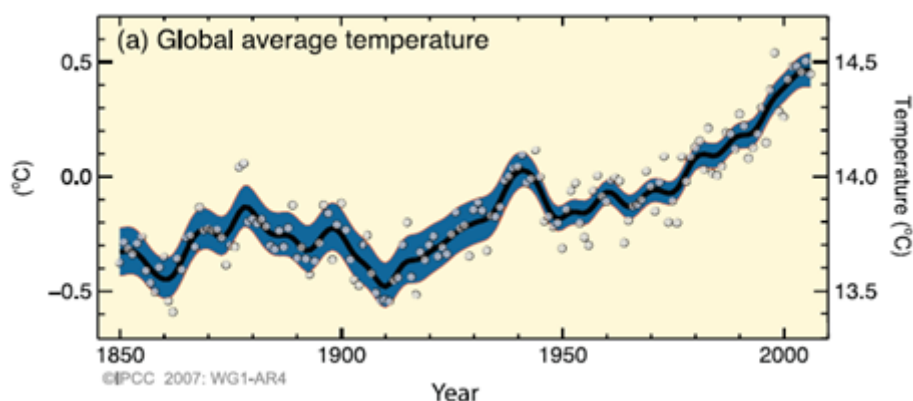
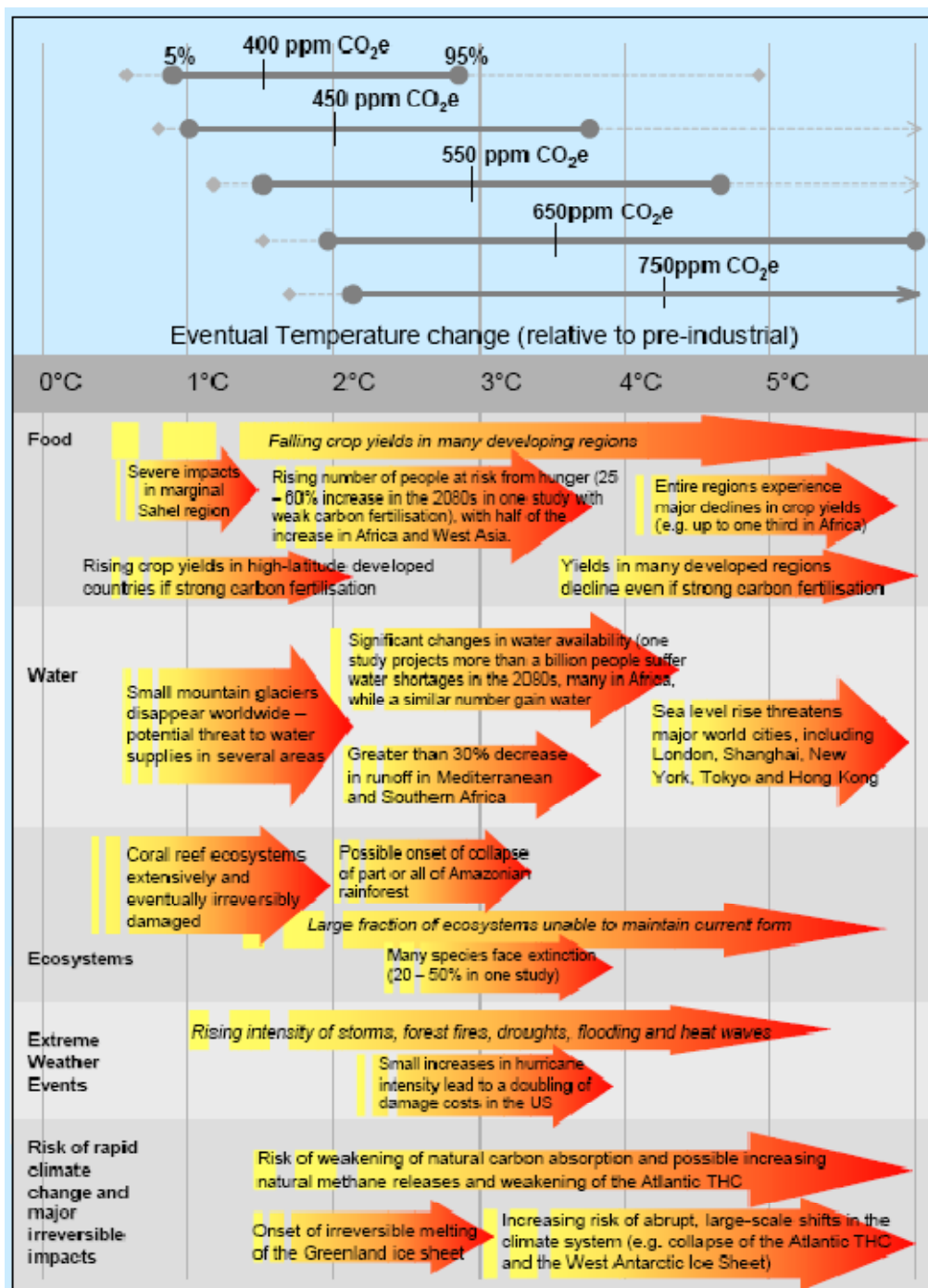


Fig. 3: Alterações observadas na temperatura média do planeta

Independentemente do exposto, o fluxo das emissões continua a aumentar, sendo que em 2035 o nível de CO_2 será de 550 ppm, ou seja, o dobro do valor existente na era pré-industrial. Em consequência, há mais de 77% de probabilidade que a temperatura média global aumente mais do que 2°C durante este século.

A figura seguinte sumariza os impactos esperados da evidência científica das alterações climáticas.



Fonte: Stern Review

Fig. 4: Consequências das alterações climáticas

No que diz respeito às emissões *per capita*, existe uma estreita correlação entre esse indicador e o PIB/capita. Como resultado, desde 1850, os Estados Unidos da América e a Europa emitiram cerca de 70% de todo o CO₂ produzido, devido à geração de energia, enquanto os países em vias de desenvolvimento foram responsáveis por menos de ¼ do valor global³.

³ Stern, Nicholas, *Stern Review: The Economics of Climate Change*, 2006

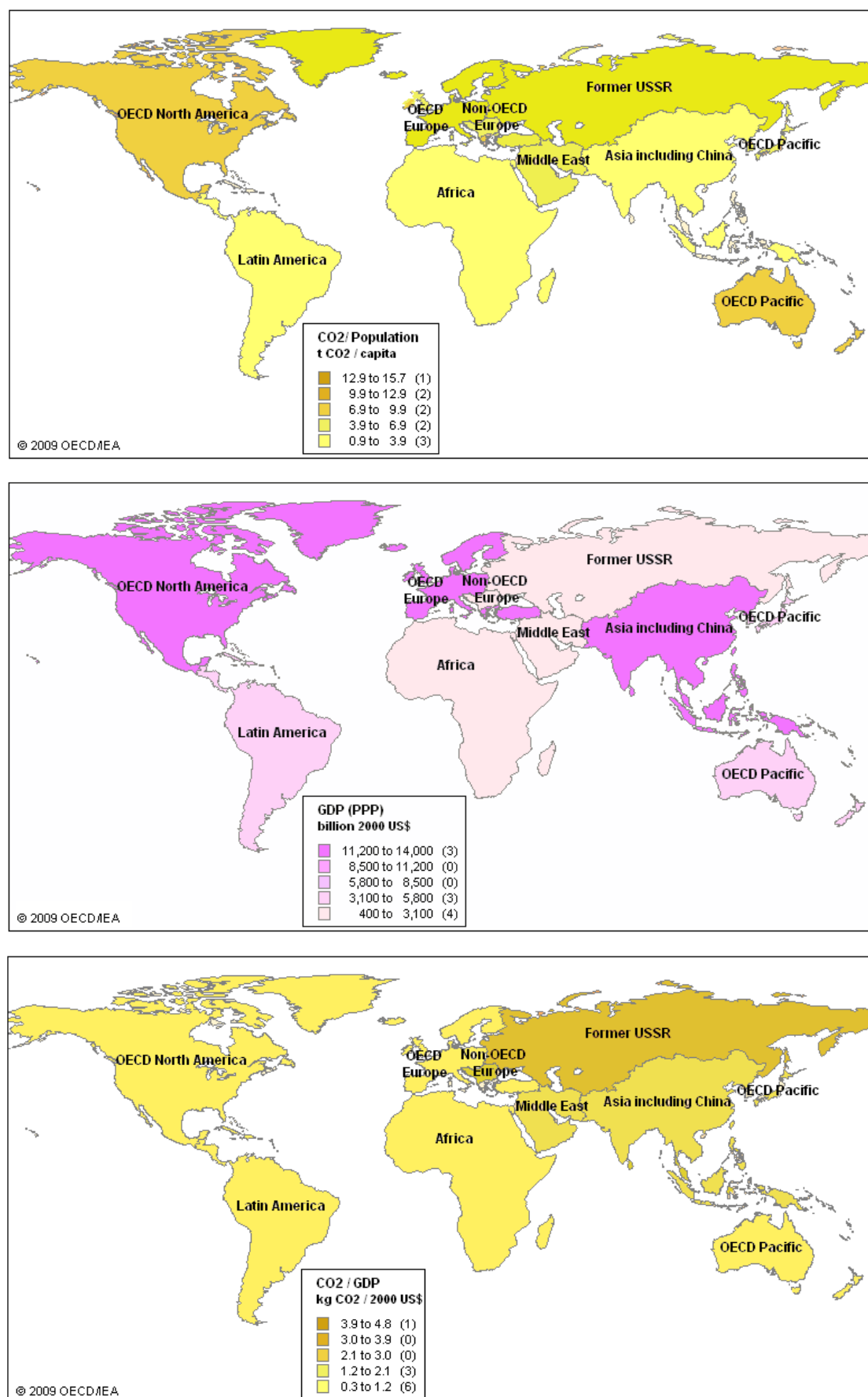
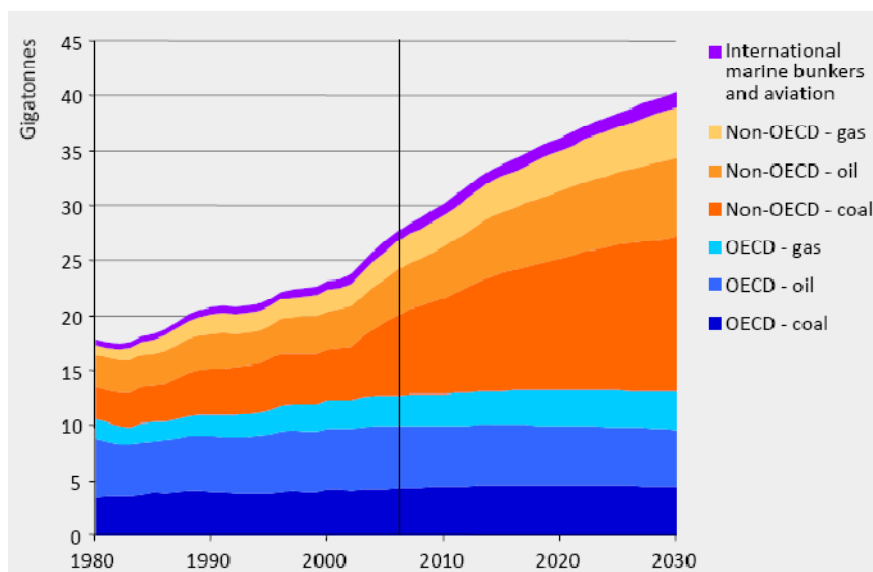


Fig. 5: Emissões/capita, PIB/capita e CO₂/PIB de 2006

A título de exemplo, as emissões em Portugal em 2006 foram 5.32 tonCO₂/capita enquanto nos EUA foram 19 tonCO₂/capita, na Austrália 19.02 tonCO₂/capita, na China 4.27 tonCO₂/capita e na Índia 1.13 tonCO₂/capita.

As projecções indicam que os países não desenvolvidos de hoje serão os responsáveis pelo maior crescimento na taxa de emissão de CO₂, dado o aumento da população e do PIB que estes irão observar. Segundo a Agência Internacional de Energia, 97% do aumento das emissões entre o presente momento e 2030 terá origem nos países não pertencentes à OCDE, sendo que $\frac{3}{4}$ desse valor será da responsabilidade da China, Índia e Médio Oriente⁴.



Fonte: IEA

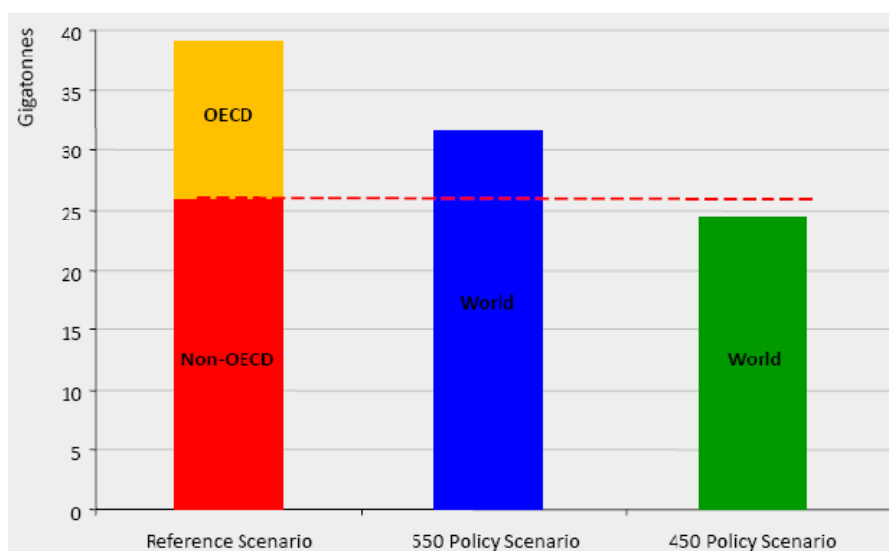
Fig. 6: Previsões para as emissões de CO₂

No entanto, o Mundo não deverá escolher entre mitigar as alterações climáticas ou promover o desenvolvimento. Com políticas eficazes do lado da procura e da oferta de energia, será possível descarbonizar tanto os países desenvolvidos como os não desenvolvidos, em conjugação com estratégias para o desenvolvimento económico.

Como sugere a figura seguinte, a mitigação das alterações climáticas exige a participação de todos os países, desenvolvidos ou não. Mesmo que os países da OCDE passassem a ter zero emissões, esse empenhamento não seria suficiente para fixar as emissões em 450 ppm até 2030⁵.

⁴ IEA-OECD, *World Energy Outlook 2008*

⁵ IEA-OECD, *World Energy Outlook 2008*



Fonte: IEA

Fig. 7: Emissões de CO₂ para diferentes cenários

A verdade é que as recentes previsões dos cientistas relativamente ao Aquecimento Global tornaram-se mais pessimistas, já que a taxa de crescimento das emissões de CO₂ tem ultrapassado os piores cenários, muito devido à China. As emissões da China – provenientes em grande parte das centrais térmicas a carvão - duplicaram entre 1996 e 2006, sendo que esta tendência deverá ser mantida uma vez que o Governo Chinês anunciou em Janeiro um aumento de 30% da geração de electricidade a partir do carvão até 2015. Face às exigências do Ocidente no sentido da China reduzir as emissões de Gases com Efeito de Estufa, o Governo de Pequim lembra que a Europa e os EUA não tiveram esse tipo de restrição aquando do seu desenvolvimento. Apesar de ser um argumento válido e justo, a verdade é que a evidência científica das alterações climáticas exige uma resposta global e, por conseguinte, as consequências ambientais associadas à produção de bens *Made in China* devem ser internalizadas por esse país (por exemplo através de uma tarifa do CO₂). A questão não se prende com a quantidade da produção chinesa mas a forma como a China produz os seus bens. Contudo, a forma ineficiente como a China gera electricidade dá a esse país uma grande margem de melhoria.⁶

No que diz respeito aos custos de mitigação das alterações climáticas, a estabilização do CO₂ em 500-550 ppm custaria anualmente 1% do PIB global até 2050, sem contar com os benefícios económicos associados às tecnologias limpas. Numa análise custo-benefício, a mitigação às alterações climáticas não só é desejável como é exequível, já que, segundo a Stern Review, os benefícios das tecnologias limpas excederiam em 2.5 biliões de dólares (\$2.5 trillion em notação anglo-saxónica) no primeiro ano⁷.

⁶ Krugman, Paul, *International Herald Tribune*, May 2009

⁷ Stern, Nicholas, *Stern Review: The Economics of Climate Change*, 2006

Apesar da evidência científica das alterações climáticas, surgem de forma mais ou menos espontânea argumentos que visam enfraquecer este cenário. Contudo, será interessante atentar a um dos últimos discursos de Margaret Thatcher antes de abandonar o nº10 de Downing Street em que enfatiza a necessidade de se reduzir as emissões de CO₂:

“Many of the precautionary actions that we need to take would be sensible in any event. It is sensible to improve energy efficiency and use energy prudently; it's sensible to develop alternative and sustainable energy sources; it's sensible to replant the forests which we consume; it's sensible to re-examine industrial processes; it's sensible to tackle the problem of waste. I understand that the latest vogue is to call them ‘no regrets’ policies. Certainly we should have none in putting them into effect”.⁸

A resposta internacional

À medida que a comunidade científica foi se apercebendo das alterações que estão a ter lugar no clima do planeta, o Mundo começou a reconhecer a dimensão do problema em questão. Foi em 1987 que, pela primeira vez a Comissão Bruntland da ONU reconheceu que o desenvolvimento económico não estava a funcionar porque o número de pessoas pobres era cada vez maior e porque, ao mesmo tempo, o ambiente estava a ser degradado. Posteriormente, o Protocolo de Montreal decretou a retirada gradual de químicos destruidores da camada de ozono. Em 1988 as Nações Unidas criaram o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), que tinha por objectivo identificar a escala das alterações climáticas e as suas prováveis consequências. Entre 1990 e 2001 o IPCC publicou três estudos que enfatizavam a evidência científica das alterações climáticas. Como reacção, em 1992 realizou-se a Conferência da Terra no Rio de Janeiro, onde os governos subscreveram um plano de acção não-vinculativo para gerir os problemas identificados pela Comissão Bruntland, através de um conceito designado “desenvolvimento sustentável”. No seguimento da Conferência do Rio, em 1997 mais de 1500 delegados, *lobbyists* e chefes de estado de mais de 150 países reuniram-se em Kyoto com o propósito de se criar um tratado tendo em vista a redução da concentração de gases com efeito de estufa. O resultante Protocolo de Kyoto não definiu esforços imediatos aos países em vias de desenvolvimento, mas estabeleceu limites obrigatórios para os países desenvolvidos, relativamente às emissões de gases com efeito de estufa, até 2012 e tomando como referência os níveis de 1990. Este protocolo definiu três tipos de mecanismos de mercado: *Emissions Trading*; *Clean Development Mechanism*; e *Joint Implementation*.

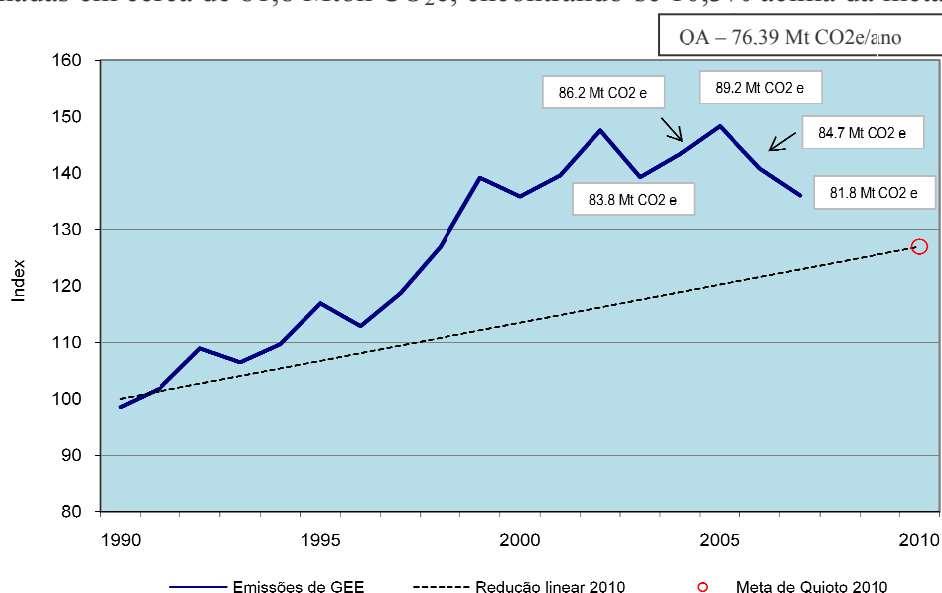
⁸ Thatcher, Margaret, *Discurso na 2ª Conferência Mundial sobre Clima*, 1990

Parties	Goals (1990 - 2008/2012)
EU-15, Bulgaria, Czech Republic, Estonia, Latvia, Liechtenstein, Lithuania, Monaco, Romania, Slovakia, Slovenia, Switzerland	- 8%
US	-7%
Canada, Hungary, Japan, Poland	-6%
Croatia	-5%
New Zealand, Russian Federation, Ukraine	0%
Norway	1%
Australia	8%
Iceland	10%

Fig. 8: Metas do Protocolo de Kyoto

O Protocolo de Kyoto foi ratificado por todos os países do Anexo I, com a exceção dos EUA e da Austrália. Contudo, durante a *United Nations Framework Convention on Climate Change* ocorrida em Bali (Dezembro de 2007), o governo Australiano anunciou que iria ratificar o protocolo em questão.

Será pertinente sublinhar que em 2007 (submissão do inventário de 2009) as emissões de Gases com Efeito de Estufa de Portugal, sem contabilização das emissões de alteração do uso do solo e florestas, foram estimadas em cerca de 81,8 Mton CO₂e, encontrando-se 10,3% acima da meta de Quioto.⁹



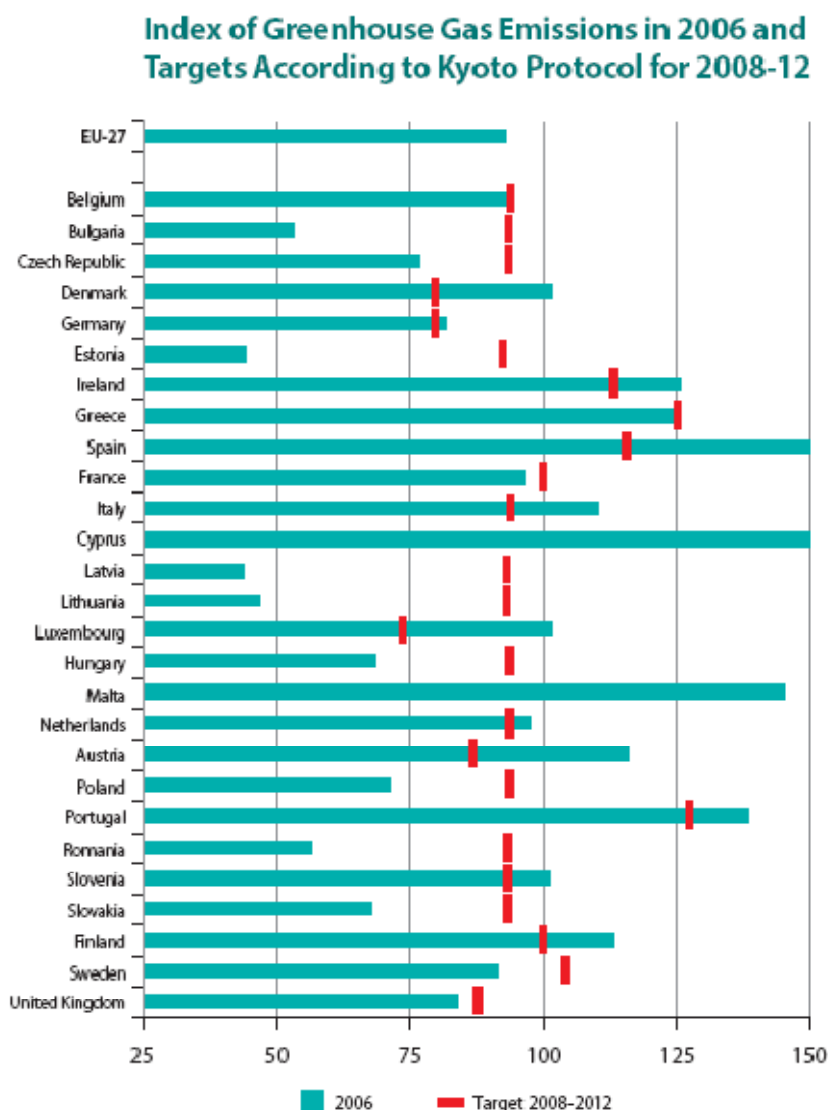
Fonte: Comissão para as Alterações Climáticas

Fig. 9: Estado de cumprimento do Protocolo de Kyoto

⁹ Comissão para as Alterações Climáticas, *Estado do cumprimento do Protocolo de Kyoto*, 2009

Os dados agora divulgados continuam a mostrar a dificuldade de Portugal em cumprir o Protocolo de Quioto, cuja meta de 27% de aumento de emissões em relação a 1990, está já em vigor desde Janeiro de 2008 e tem de ser respeitada para o período 2008-2012.

Apesar das emissões de CO₂/capita da UE-27 terem descido desde 1990, Portugal viu as suas emissões aumentarem em mais do que uma tonelada/capita entre 1990 e 2006. As emissões de Chipre, Espanha, Malta, Portugal, Grécia e Irlanda aumentaram mais de 20% desde 1990.¹⁰



Fonte: Eurostat

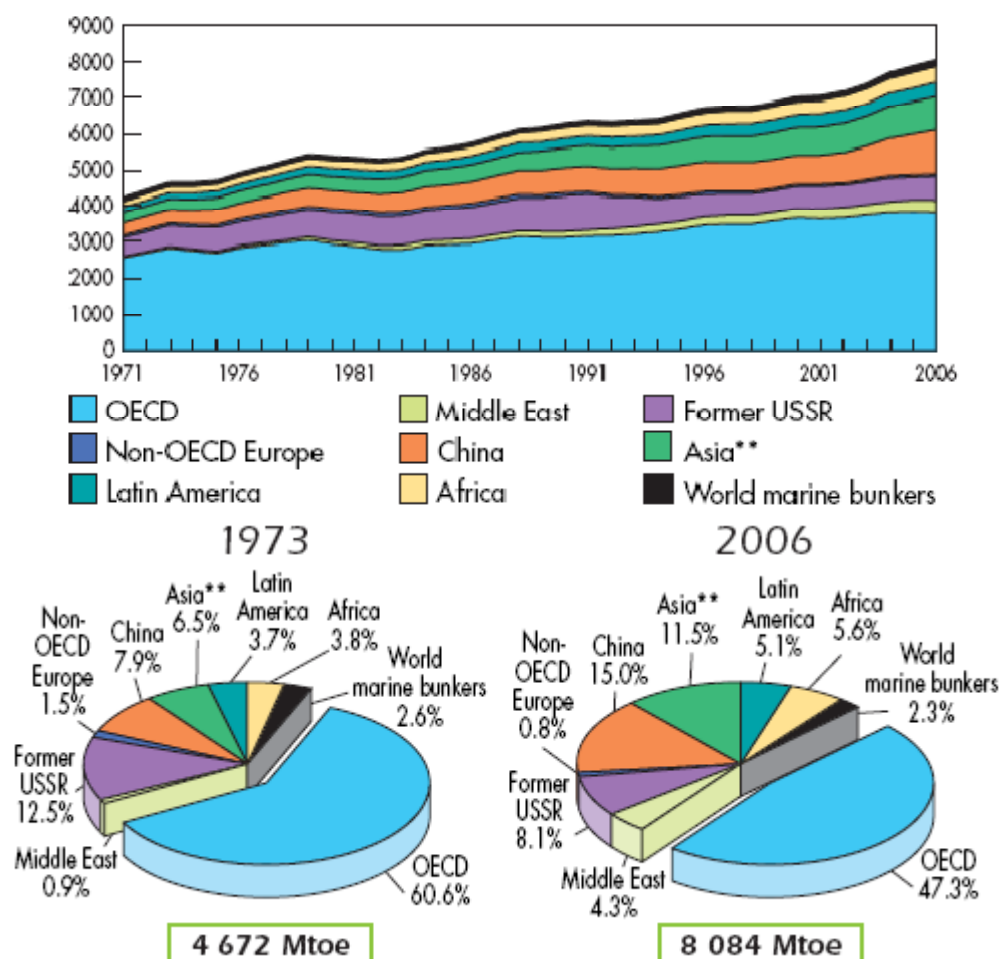
Fig. 10: Estado de cumprimento do Protocolo de Kyoto nos países da EU

¹⁰ Eurostat, *Energy, Transport and Environmental Indicators*, 2008

1.2 Dependência Energética

No presente capítulo serão apresentados indicadores que contextualizam o grau de dependência energética de Portugal.

Consumo total de Energia Final por região



Fonte: IEA¹¹

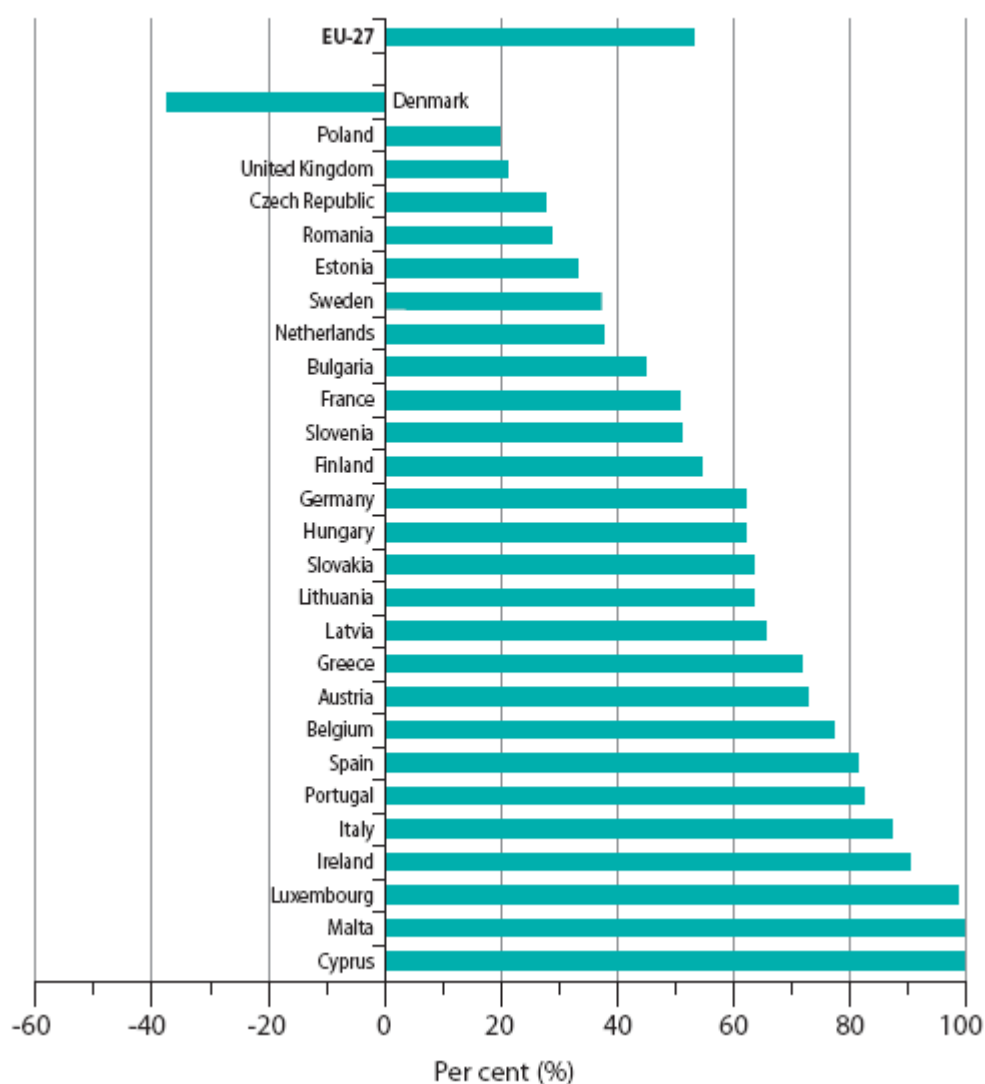
Fig. 11: Consumo total de Energia Final por região

Dependência Energética Total

De acordo com o Eurostat a dependência energética de Portugal em 2006 era de 83,1%, tal como pode ser inferido a partir da figura de baixo. Note-se que **Portugal é o sexto país da UE-27 com maior dependência energética.**

¹¹ IEA, World Energy Outlook 2008

Energy Dependency - All Products, 2006



Note: Negative dependency rate indicates a net exporter country. Positive values over 100% indicate stocks build-up during the reference year.

Fonte: Eurostat

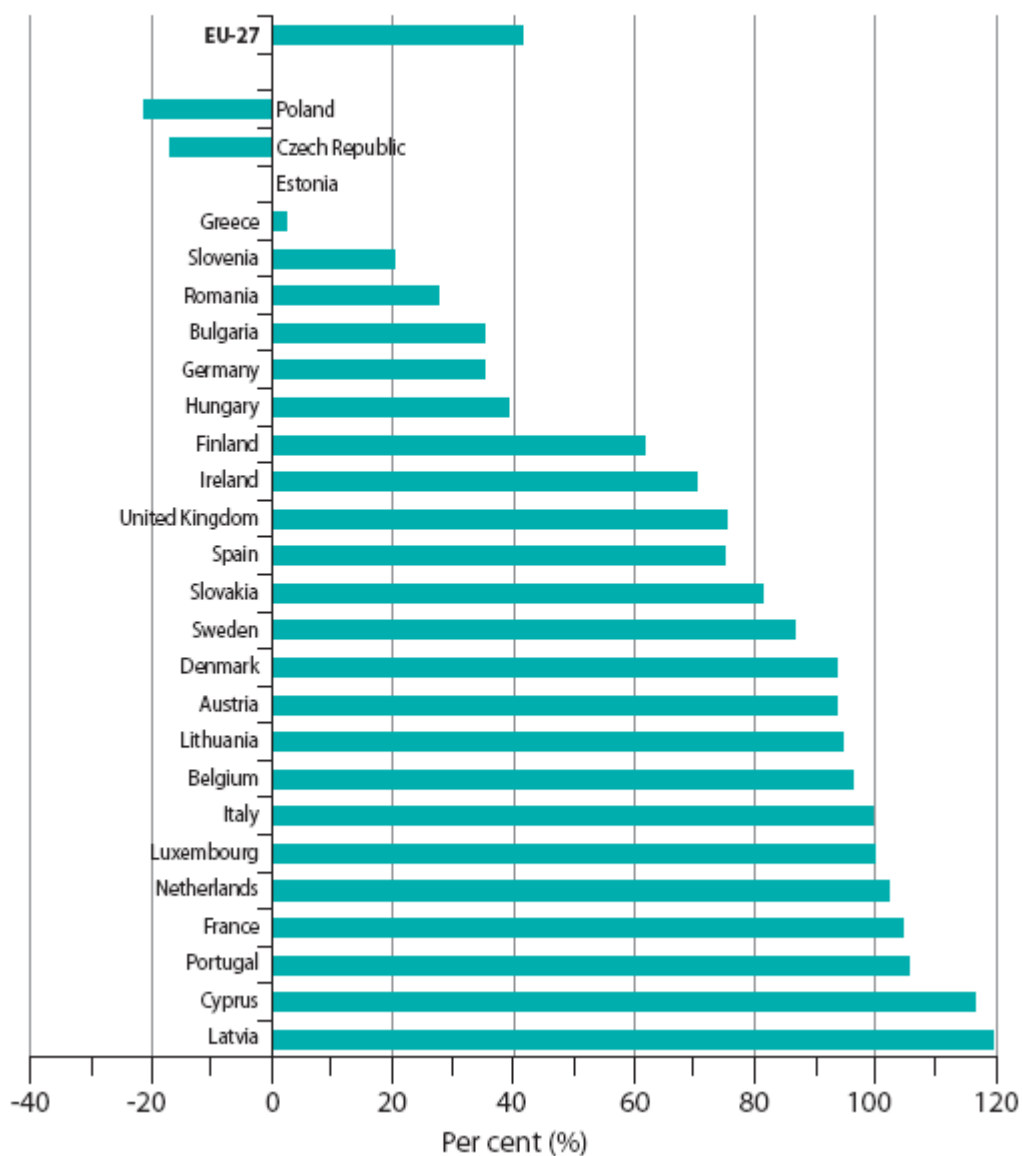
Fig. 12: Dependência energética

Dependência Energética de Combustíveis Sólidos

No que diz respeito à dependência energética de Portugal de combustíveis sólidos, Portugal apresenta um valor de 105,6%, sendo o terceiro país da UE-27 com mais elevado índice.¹²

¹² Eurostat, *Energy, Transport and Environmental Indicators*, 2008

Energy Dependency - Solid Fuels, 2006



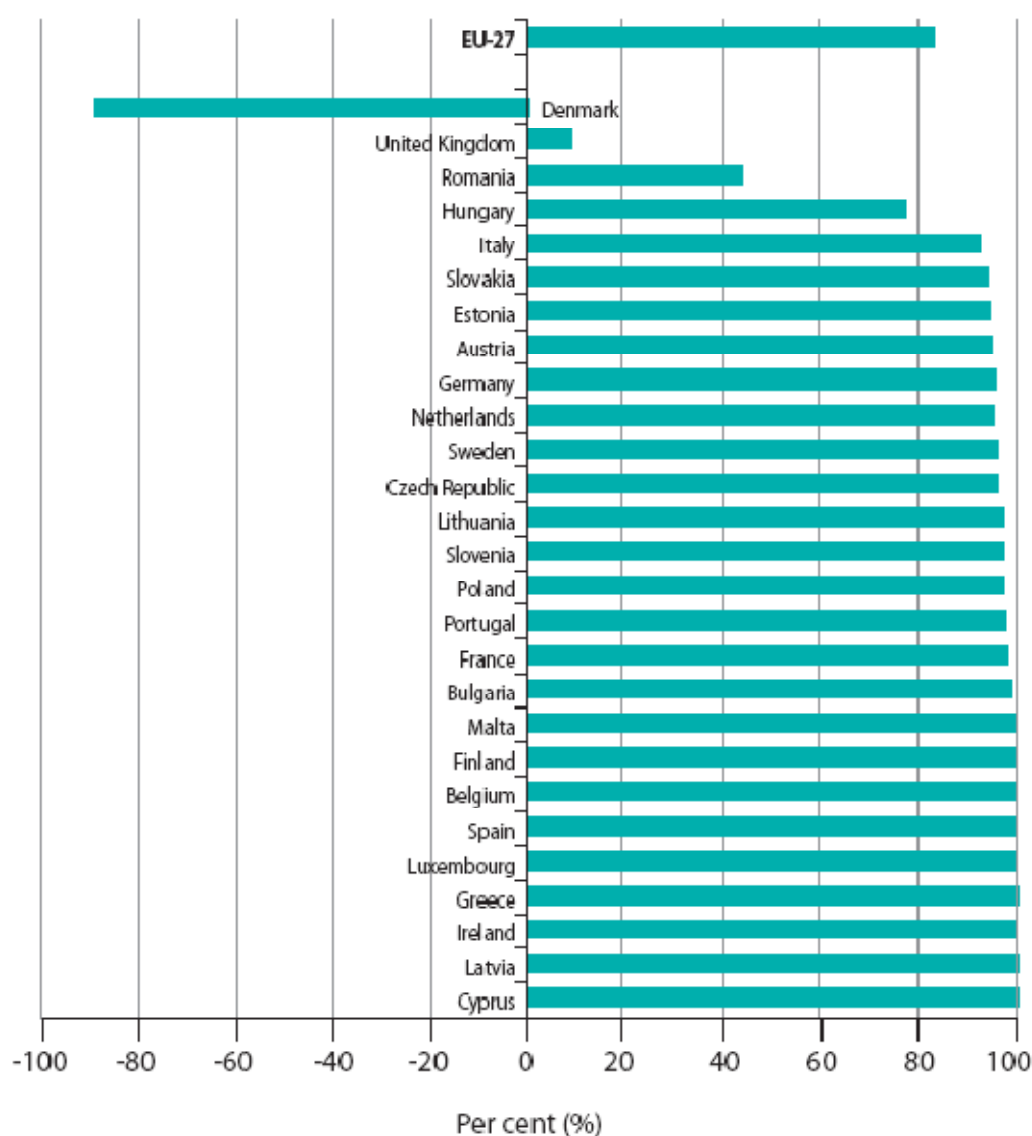
Fonte: Eurostat

Fig. 13: Dependência energética de combustíveis sólidos

Dependência Energética de Petróleo

A dependência energética de Portugal de petróleo em 2006 era de 98,1%. Será interessante reflectir sobre o percurso da Dinamarca: em 1996 dependia 7,3% de petróleo, para em 2006 se tornar num relevante exportador.

Energy Dependency - Oil, 2006



Note: Negative dependency rate indicates a net exporter country. Positive values over 100% indicate stocks build-up during the reference year.

Fonte: Eurostat

Fig. 14: Dependência energética de petróleo

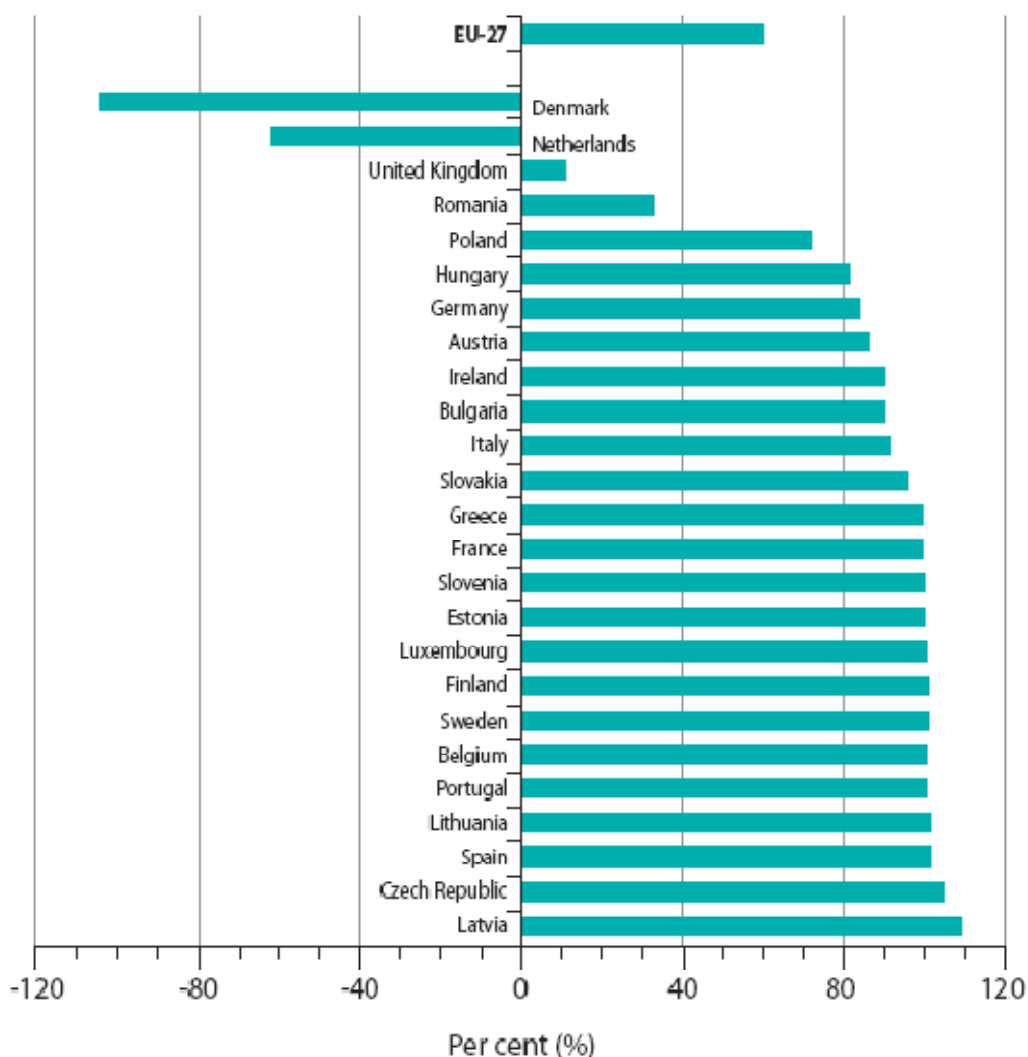
Dependência Energética de Gás Natural

No que diz respeito à dependência energética de Portugal de Gás Natural, o Eurostat informa que em 2006 esse valor era de 100,6%. Essa percentagem era a quinta mais elevada da UE-27.¹³

Do ponto de vista de infra-estruturas, Portugal importa GN da Argélia via *pipeline* (3,769 bcm p.a.) sendo a restante quantidade fornecida pelo terminal de GNL de Sines (5,166 bcm p.a.). O terminal de Sines tem também capacidade de armazenamento de 240.000 m³.

¹³ Eurostat, *Energy, Transport and Environmental Indicators*, 2008

Energy Dependency - Natural Gas, 2006



Note: Negative dependency rate indicates a net exporter country. Positive values over 100% indicate stocks build-up during the reference year.

Fonte: Eurostat

Fig. 15: Dependência energética de Gás Natural

2 O *Bailout* da Energia: Eficiência, Tecnologias Limpas e Mercados Concorrenciais

2.1 O papel do Governo

O mundo enfrenta duas crises: a crise económico-financeira, originada pela incapacidade de gerir o risco no sector financeiro; e a crise climática, cujas consequências parecem distantes mas dependentes das atitudes do presente. Apesar de aparentemente desfasadas, estas duas crises podem gerar uma estratégica e bem sucedida simbiose.

É necessária uma política sintonizada com os desafios económicos e com as carências sociais, e que ao mesmo tempo promova o crescimento *Clean Tech*. Vários líderes mundiais - dos EUA à China - já perceberam que “verde” não é apenas uma opção mas uma necessidade para recarregar as economias locais e criar empregos.

Este tipo de investimento não só daria um estímulo à economia, no curto-prazo, como aumentaria a competitividade de Portugal, uma vez que os países pioneiros em tecnologias limpas estarão em vantagem face aos demais. Portugal tem a oportunidade de gerar crescimento baseado em tecnologias limpas, combatendo os negócios incumbentes ligados à cultura do petróleo e promovendo empregos de “colarinho verde”.

Em suma, no livro *The Wealth of Nations*, Adam Smith realçava a seguinte competência do Governo: *“is that of erecting and maintaining those public institutions and those public works, which though they may be in the highest degree advantageous to a great society are, however, of such a nature, that the profit could never repay the expense to any individual, or small number of individuals; and which it, therefore, cannot be expected that any individual, or small number of individuals, should erect or maintain”*. Adam Smith referia-se a obras públicas como estradas, pontes, canais navegáveis, etc.

Tal como os *Conservatives* defenderam recentemente, Adam Smith hoje reconheceria que a mudança de paradigma energético representa um passo estratégico para aumentar a competitividade e assegurar a segurança de abastecimento¹⁴. Assim, **é necessário que o novo Governo de Portugal construa as “estradas” rumo à sustentabilidade energética e apresente aos cidadãos os incentivos certos para que estes “viagem” eficientemente.**

2.2 Eficiência e Tecnologias Limpas

2.2.1 Estado da arte

Portugal assumiu o compromisso, perante a União Europeia, de que, em 2010, 39 % do consumo anual bruto de energia será assegurado por energias renováveis, sendo que no âmbito do Protocolo de Quioto Portugal terá de limitar em 27 % o aumento das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) no período de 2008-2012, tomando como base os valores registados em 1990.¹⁵

No que diz respeito ao sector da energia, Portugal tem aumentado o seu consumo de energia primária e tem aumentado muito o consumo de electricidade nos últimos anos, continuando a crescer acima da média europeia. Por conseguinte, Portugal vê-se necessitado de reduzir drasticamente a sua ineficiência

¹⁴ Conservatives, *The Low Carbon Economy – Policy Green Paper* n. 8

¹⁵ REN, DGEG, Instituto da Água I.P., *Programa Nacional de Barragens com elevado Potencial Hidroeléctrico*, 2007

energética, do lado da procura, e ao mesmo tempo terá de reforçar o seu sistema electroprodutor, dando especial ênfase às tecnologias limpas e com menor custos de capital, de combustível, de operação e manutenção.

Por outro lado, é necessário abordar o sector dos transportes, de forma integrada no restante sistema de energia. Os transportes são responsáveis por mais de metade do consumo mundial de petróleo, muito devido aos transportes rodoviários. Em Portugal, aproximadamente 30% das emissões de CO₂ são originadas pelos transportes, sendo que grande parte dessas emissões advém dos transportes rodoviários ($\approx 90\%$).¹⁶

Aquando da elaboração de propostas para os sistemas de energia, é necessário compreender o choque petrolífero de 2007/2008. Em 2008, a economia mundial gastou 3 200 mil milhões de dólares com o petróleo - a um preço médio de \$100 por barril – sendo que grande parte desse dinheiro foi transferida para as “petroditaduras”. Deste choque petrolífero ficou evidente a falta de elasticidade da procura mundial, que não reagiu aos sucessivos aumentos dos preços em 2006 e 2007. Por outro lado, a queda dos preços do petróleo, verificada este ano, gera um efeito positivo na economia mundial. Se em 2009 o preço médio do barril for de \$50, pode poupar-se cerca de 1 600 mil milhões de dólares. Contudo, a referida descida dos preços está a fomentar o desinvestimento na indústria petrolífera, o que significa que quando a crise económica mundial passar, será necessário suprir o aumento da procura de energia. Se a oferta não for capaz de seguir a procura, o preço do petróleo voltará a aumentar. A única forma de evitar este cenário é mudar de paradigma energético: do sustentado na cultura do petróleo, para um novo baseado nas renováveis, na eficiência energética, na mobilidade sustentável e nas *smart grids*.¹⁷

(In)Eficiência Energética

Do ponto de vista legislativo, a promoção da eficiência energética foi abordada na Estratégia Nacional para a Energia, aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, e a Directiva 2006/32/CE, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização de energia e aos serviços energéticos. O Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro estabelece como uma das obrigações de Serviço Público de energia “a promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos”.

Já a ERSE apresentou o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica, que visa criar um mecanismo competitivo de promoção de acções de gestão da procura, a implementar pelos

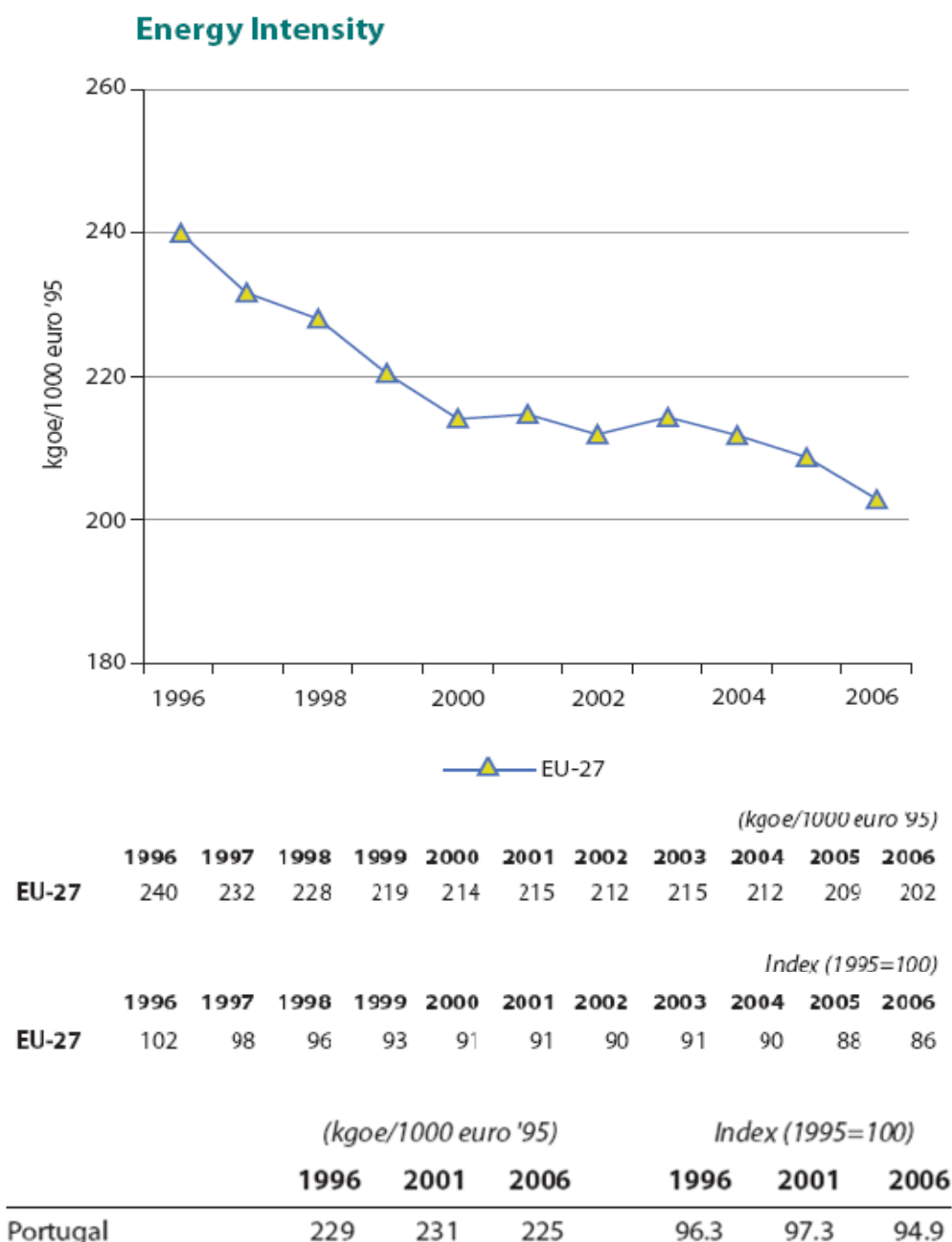
¹⁶ Souza, Gustavo, Tello, Sousa, *PNAEE – an overview on the measures*, 2008

¹⁷ Costa Silva, António, Artigo de opinião – Jornal Expresso, Maio, 2009

comercializadores, operadores de redes e associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores.¹⁸

No entanto, uma análise dos indicadores relativos aos consumos de energia, permite concluir que as políticas públicas nesta matéria têm sido um completo falhanço.

No que diz respeito à intensidade energética, enquanto a UE tem reduzido o consumo de energia por PIB, Portugal não tem conseguido acompanhar essa evolução.



GDP: constant prices, base year 1995

Fonte: Eurostat

Fig. 16: Intensidade energética

¹⁸ REN, DGEG, Instituto da Água I.P., *Programa Nacional de Barragens com elevado Potencial Hidroelétrico*, 2007

Tal como pode ser inferido a partir da tabela de baixo, o consumo de energia primária em Portugal aumentou mais de 24% entre 1996 e 2006, enquanto a UE-27 aumentou apenas 6%. Note-se que em 2006 apenas 17% desse consumo referia-se às fontes de energia renovável.

	(ktoe)			Year 2006, share of each fuel to total (%)					
	1996	2001	2006	Hard Coal	Lignite	Oil	Gas	Nuclear	RES
EU-27	1 718 940	1 762 453	1 825 181	13	5	37	24	14	7
PT	20 408	25 055	25 338	13	-	54	14	-	17

Fonte: Eurostat

Fig. 17: Consumo de energia primária

Quanto ao consumo de energia final por sector, os transportes eram responsáveis por quase 40% do consumo total, em 2006.

										(Mtoe)	
	Total			Industry			Transport			Other	
	1996	2001	2006	1996	2001	2006	1996	2001	2006	1996	2006
EU-27	1 115	1 140	1 176	331	331	324	311	343	370	473	482
Portugal	14.5	18.1	18.5	5.0	6.3	5.7	5.1	6.6	7.1	4.4	5.7

Fonte: Eurostat

Fig. 18: Consumo de energia final por sector

A 17 de Abril de 2008 o Governo apresentou o PNAEE - Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008), cuja redacção foi feita em tempo recorde. O PNAEE visa reduzir em 10% a intensidade energética até 2015, pelo que o Grupo de Trabalho considera o PNAEE fundamental rumo a uma política energética mais sustentável. Contudo, é necessário que se passe do papel para a acção.¹⁹

Deve ser sublinhado que a DGEG recentemente anunciou que **os resultados de 2008 representaram apenas 7% do objectivo até 2015. Ou seja, se a taxa de execução do PNAEE se mantiver, em 2015 apenas 56% da meta será cumprida.**

Para que haja uma avaliação eficaz dos consumos, é necessário abordar a questão dos contadores inteligentes, que permitam a contagem e gestão remota de energia.

Tal como dizia Lord Kelvin, *"if you cannot measure it, you cannot improve it"*.

¹⁹ www.quercus.pt

O referido físico ia mais longe:

"When you can measure what you are speaking about, and express it in numbers, you know something about it; but when you cannot measure it, when you cannot express it in numbers, your knowledge is of a meagre and unsatisfactory kind."

Para além da precisa monitorização dos consumos, os contadores inteligentes trazem diversos benefícios para as diferentes partes envolvidas, como se pode ver na tabela seguinte.

Party	Benefits
Public interest	• Energy Efficiency Improvement • System Security • Market benefits • Social Equity • Environmental Protection • Renewable generation increase • Micro-generation ease • Transparency increase
Consumers	• Customer awareness and savings on electricity bills • Increased competition among suppliers • More accurate billing • Domotic applications • Better service quality • Greater tariff variety and flexibility • Improved conditions for vulnerable customers • Easier comparability of offers • Easier change of supplier • Ability to manage consumption • Ability to manage micro-generation • Multi-utility solutions (allowing electricity, gas, water and heat remote reading)
Network operators	• Remote connections and disconnections • Faster fault location • More accurate calculation of network losses and reactive power • Grid voltage and phase monitoring • Service quality improvements • Better network asset management and efficient infrastructure
Metering operators	• Efficient meter reading • Remote activation/deactivation/maintenance
Suppliers	• Pricing options • Potential for on-selling • Easier change of supplier process • Fewer bill complaints • Reduced bad debt costs • Better portfolio management • Theft reduction • Remote switching between different tariff schemes, including credit and pre-payment
Third parties	• e.g. ESCOs

202122

²⁰ Vasconcelos, Jorge, *Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the EU Electricity Market*, European University Institute – Robert Schuman Centre for Advanced Studies (Florence School of Regulation), 2008

²¹ ERGEG, *Smart Metering with focus on Electricity Regulation*, 2007

²² Moreira da Silva, Miguel, *A comprehensive overview on technical pathways for smart metering fit-and-go*, 2009

No que diz respeito à implementação destes contadores na UE, Portugal está manifestamente atrasado, tal como pode ser analisado na figura seguinte²³.

Country	Status of installation (%)
Belgium (IBGE)	0.22
Belgium (CWaPE)	0.28
Czech	5.78
Denmark	4
Finland	18
France	25
Great Britain	0.37
Italy	86.2
Lithuania	1
Latvia	7
Norway	4
Portugal	0.32
Spain	2.4
Sweden	21
Slovakia	0.001

Fig. 19: Implementação de contadores inteligentes na UE

O Plano de Compatibilização Regulatória acordado entre os Governos de Espanha e de Portugal em 8 de Março de 2007 previa que o Conselho de Reguladores do MIBEL apresentasse, até Outubro de 2007, um plano e um calendário harmonizado de substituição de todos os contadores de energia eléctrica por outros que permitam a telecontagem e uma proposta harmonizada para as especificações e funcionalidades mínimas dos contadores do segmento doméstico e das pequenas empresas. Este Plano refere expressamente que todos os novos contadores a instalar a partir de Julho de 2007 são digitais com telecontagem. Volvidos 2 anos, os contadores domésticos instalados em Portugal ainda não estão preparados para telecontagem, sendo que o documento preparado pela ERSE (com calendário harmonizado de substituição de todos os contadores e respectivas especificações técnicas) foi liminarmente ignorado pelo Governo. Entretanto, a EDP avançou com o projecto Inov Grid, que visa conceber um contador que será instalado nos 6 milhões de consumidores portugueses.

Esta questão é particularmente delicada, já que do ponto de vista regulatório é a EDP Distribuição que detém os contadores. Será possível conjugar livre concorrência com *public ownership*?

Deverão ser apresentadas soluções para que uma empresa não seja “árbitro” e “jogador” ao mesmo tempo.

²³ ERGEG, *Smart Metering with focus on Electricity Regulation*, 2007

Produção de Electricidade

O sistema electroprodutor português é constituído por centrais hidroeléctricas, térmicas (carvão, fuel, gasóleo e gás natural) e centrais em regime especial (eólica, térmica, hídrica e fotovoltaica).

Potência Instalada no Final do Ano			
MW	2007	2006	Variação
POTÊNCIA INSTALADA	10 402	10 434	-32
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4 582	4 582	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	5 820	5 852	-32
Carvão	1 776	1 776	0
Fuel	1 476	1 476	0
Fuel / Gás Natural	236	236	0
Gasóleo	165	197	-32
Gás Natural	2 166	2 166	0
POTÊNCIA INSTALADA P. R. E.⁽¹⁾	3 639	3 187	453
Produtores Térmicos	1 362	1 299	63
Produtores Hidráulicos	373	370	2
Produtores Eólicos	1 894	1 517	377
Produtores Fotovoltaicos	11	1	11

(1) Potências de ligação à Rede Pública ou Potência instalada nos Produtores térmicos aderentes à Portaria 399/2002

Fonte: REN

Fig. 20: Potência instalada em 2007

No final de Dezembro de 2008, Portugal tinha 8 151 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (FER). A potência eólica instalada no final de Dezembro de 2008 situava-se em 2 799 MW, sendo que a produção, em 2008, situou-se nas 2 273 horas equivalentes por MW. Tal como a figura seguinte sugere, a capacidade instalada renovável tem aumentado.

	(MW)									
	Total		Hydro		Wind		Wood		Others	
	1996	2006	1996	2006	1996	2006	1996	2006	1996	2006
EU-27	144 694	213 784	133 247	139 875	3 392	47 661	5 132	13 395	2 923	12 853
Portugal	4 659	7 138	4 428	5 065	18	1 681	205	279	8	113

Fonte: Eurostat

Fig. 21: Potência instalada renovável

Contudo, deve ser enfatizado que a contribuição das renováveis no consumo total de electricidade tem diminuído, de 44,3% em 1996, para 29,4% em 2006.

	RES electricity (GWh)			Share (%)		
	1996	2001	2006	1996	2001	2006
EU-27	357 943	446 939	488 347	12.7	14.4	14.5
Portugal	15 792	15 996	16 015	44.3	34.2	29.4

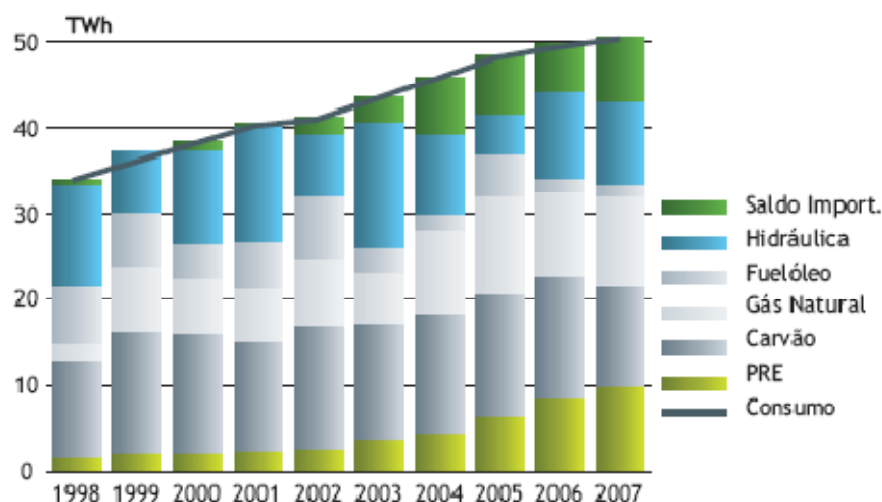
Fonte: Eurostat

Fig. 22: Contribuição das renováveis no consumo de electricidade

Apesar do aumento da capacidade instalada de renováveis, a verdade é **que na última década tem-se verificado um significativo crescimento do consumo de electricidade e um *boom* na importação de electricidade, o que fragiliza a política energética do Governo sustentada nas renováveis.**

No passado dia 5 de Janeiro, o **Primeiro-Ministro**, referiu que as renováveis representam cerca de **42% da energia eléctrica consumida. Contudo, de acordo com os dados da DGEG relativos ao período entre Novembro de 2007 e Outubro de 2008, o valor real é de apenas 26,7% (mais de 16% abaixo do valor sugerido pelo Governo).**²⁴

Segundo a Quercus, em 2008, Portugal praticamente deixou de exportar electricidade e o saldo importação/exportação aumentou 26% em relação a 2007, tendo o total de importação representado 18,7% do total de electricidade consumida.



Fonte: REN

Fig. 23: Produção de Energia por tipo de central

²⁴ www.quercus.pt

	1996	2001	(GWh) 2006
Portugal	1 111	239	5 441

Fonte: Eurostat

Fig. 24: Importação de electricidade

Perante o exposto, o Governo definiu novas metas para 2007-2010, tal como se apresenta de seguida.

REFERÊNCIA	METAS ANTERIORES	NOVAS METAS 2007-2010 *
Produção de electricidade com base em energias renováveis	39 % do consumo bruto	45 % do consumo bruto
Energia hidroelétrica	46 % do potencial 5 000 MW em 2010	7 000 MW em 2020, 70 % do potencial (5 575 MW em 2010)
Energia eólica	3 750	5 100 MW em novas instalações + 600 MW por <i>upgrade</i> do equipamento, em 2010
Biomassa	100	150 MW
Solar	50	150 MW
Ondas	50	250 MW em zona piloto
Biogás	50	100 MW
Biocombustíveis utilizados nos transportes rodoviários	5,75%	10%
Micro-geração	-	50 000 sistemas

Fonte: REN, DGEG, Instituto da Água I.P

Fig. 25: Novas metas do Governo para a Energia

A nova meta relativa à energia eólica é justificada pelo potencial existente em Portugal e pela evolução que a correspondente tecnologia tem sofrido. No que diz respeito à aposta na hídrica, o Grupo de Trabalho considera o Programa Nacional de Barragens importante, tendo em vista a reafirmação de uma fonte de energia que tem estado estagnada nos últimos anos.

Contudo, a geração eólica apresenta diversos desafios, tais como: congestionamento das redes; variabilidade do recurso; maior necessidade de *backup* e *load following*. Por outro lado, **quando há muita capacidade hídrica e eólica, durante as horas de vazio (menor consumo) é muito provável que se verifique um excesso de potência renovável face à procura, pelo que certos grupos renováveis terão de ser desligados e, assim, desaproveitando recursos naturais.** Esta situação já ocorreu no passado e prevê-se tornar mais comum e intensa nos próximos anos.

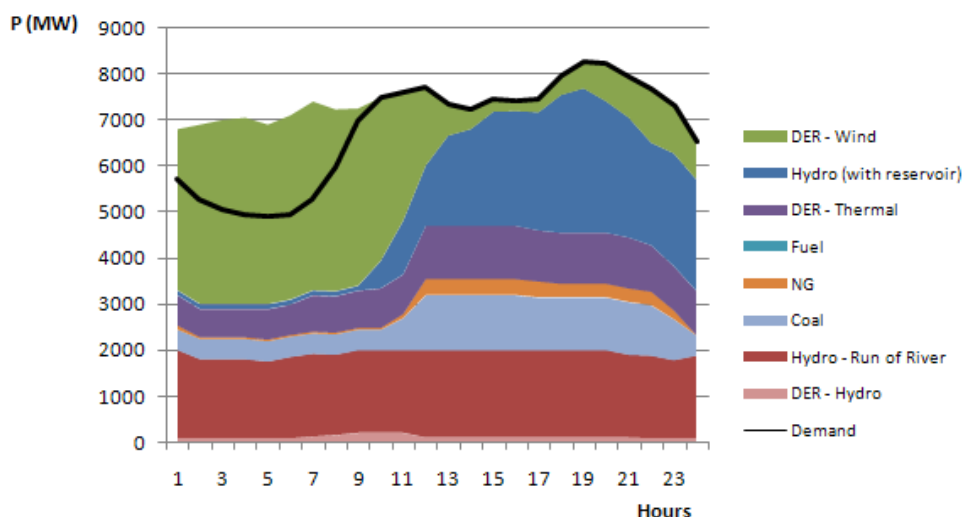


Fig. 26: Diagrama de geração e cargas em Portugal, num dia de 2011 ventoso e com elevada hidraulicidade²⁵

Sabendo que:

- a ponta (consumo máximo diário) em Portugal ronda os 8 000 MW;
- as metas do Governo visam atingir aproximadamente 12 000 MW de renováveis em 2010.

Os grandes desafios que o sistema electroprodutor português hoje enfrenta são:

- Geração que funcione como *backup* da eólica;
- Geração capaz de fazer o *load following*;
- Armazenamento de energia.

Tendo em conta a forte aposta nas renováveis, no futuro, a geração de energia não renovável vai basicamente focar-se no *backup* e *load following*, pelo que a solução da energia nuclear não é compatível com esta política, já que esta não é tecnicamente capaz de exercer essas funções – para além de exigir um fortíssimo subsídio público e ainda não ter o problema dos resíduos radioactivos resolvido. Contudo, numa perspectiva internacional, a energia nuclear é vista – por algumas instituições – como uma das soluções para combater os desafios climáticos com que Mundo se depara.

Mobilidade (insustentável)

Os transportes são responsáveis por mais de metade do consumo mundial de petróleo, muito devido aos transportes rodoviários. Em Portugal, aproximadamente 30% das emissões de CO₂ são originadas pelos transportes, sendo que grande parte dessas emissões advém dos transportes rodoviários ($\approx 90\%$).²⁶

²⁵ Moreira da Silva, Miguel, *Cálculos sustentados em dados da REN*, 2009

²⁶ Souza, Gustavo, Sousa, Carlos, *PNAEE – an overview on the measures*, 2008

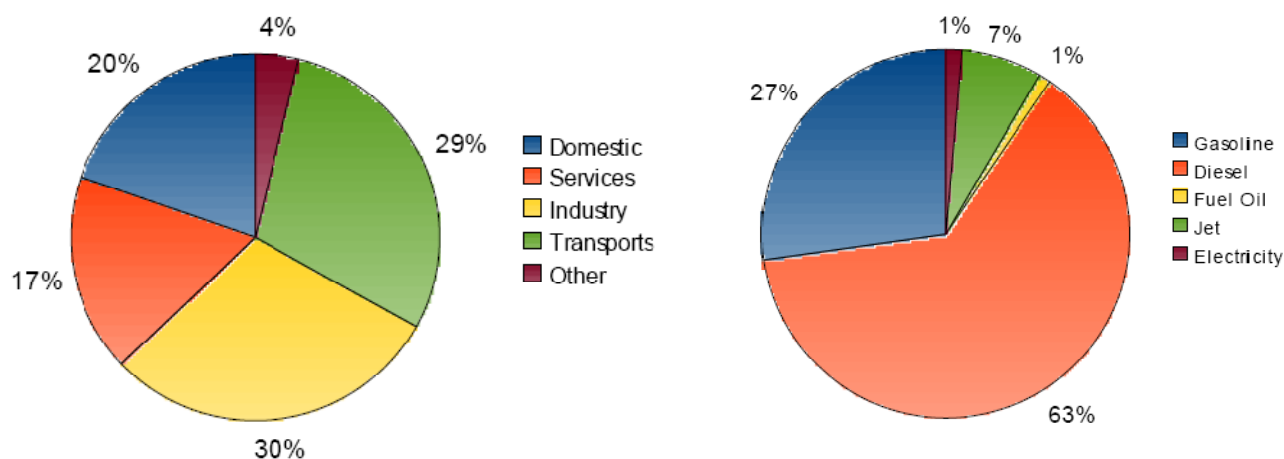


Fig. 27: Consumo de energia primária em Portugal em 2005 e distribuição do sector dos transportes por vector energético ²⁷

No que diz respeito à evolução que este sector tem apresentado, **Portugal aumentou o consumo de energia final associada aos transportes de 5,1 para 7,1 Mtep (40%)**, entre 1996 e 2006²⁸.

	Total transport		Road		Air		Rail	
	1996	2006	1996	2006	1996	2006	1996	2006
EU-27	311 346	370 304	258 864	303 317	35 672	51 856	9 660	9 199
Portugal	5 129	7 142	4 379	6 149	626	924	77	68

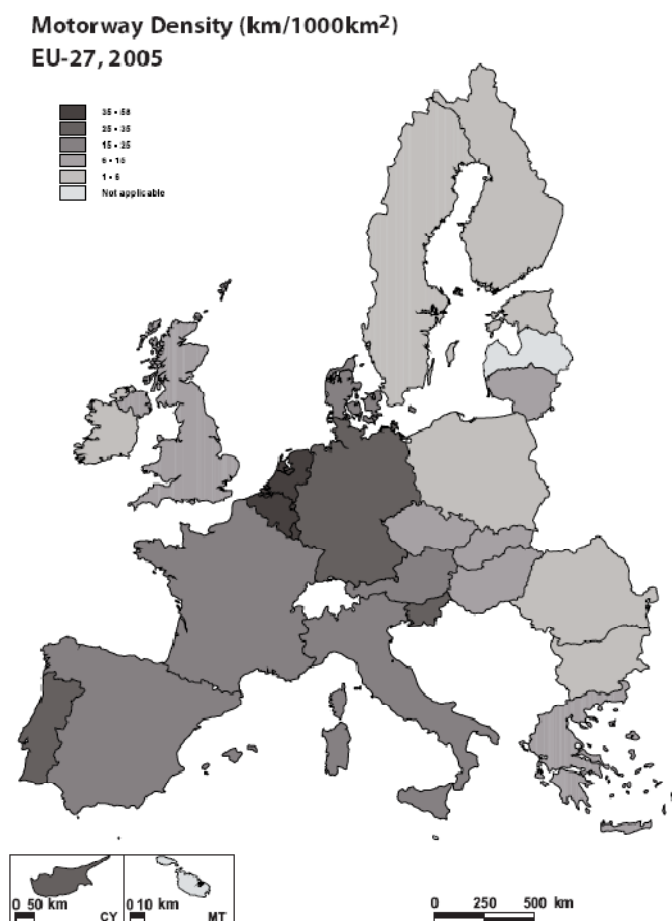
Fonte: Eurostat

Fig. 28: Evolução do consumo de Energia Final associada aos transportes

Esta situação não é independente do facto de Portugal ser o sétimo país com maior densidade de estradas em toda a UE-27, estando à frente de países como a Espanha, França, Reino Unido e Itália.

²⁷ Souza, Gustavo, Sousa, Carlos, *PNAEE – an overview on the measures*, 2008

²⁸ Eurostat, *Energy, Environment and Transports Indicators*, 2009



Fonte: Eurostat

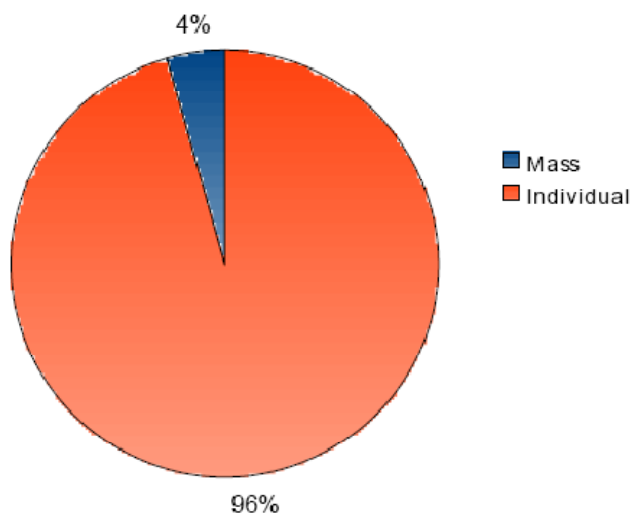
Fig. 29: Densidade de estradas na UE-27

Relativamente aos transportes colectivos, Portugal pertence à metade da UE-27 com mais baixa utilização dos transportes colectivos rodoviários e ao grupo dos 10 Estados com mais baixa utilização do modo ferroviário.²⁹

Note-se que, tipicamente, os transportes colectivos são mais eficientes do que os transportes individuais de passageiros, tal como se pode inferir da figura de baixo.

²⁹ Eurostat, *Energy, Environment and Transports Indicators*, 2009

Transportes de passageiros (Energia primária)



Passageiros (pkm)

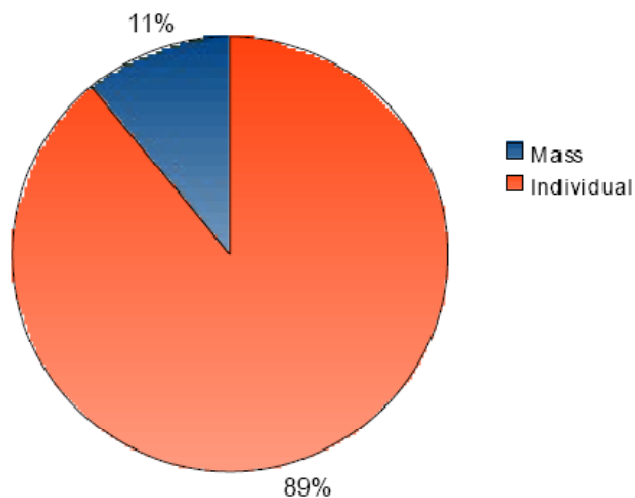


Fig. 30: Passageiros por Energia Primária e pkm³⁰

2.2.2 Propostas

Eficiência Energética

Tendo em conta que até 30 de Junho de 2010, o Governo tem de ter concluído o plano relativo à energia, para os próximos 10 anos, por força da nova Directiva da UE, o Grupo de Trabalho vem propor as seguintes medidas:

- **Investimento em eficiência energética** – o Governo deve facilitar a participação do sector privado nos investimentos em eficiência energética através das seguintes políticas:
 - Apresentar, ao sector privado, uma metodologia de verificação e medida dos consumos de energia, de forma a reduzir incertezas na quantificação dos benefícios dos investimentos em eficiência energética, com o intuito de se estimular a sua participação;
 - Encorajar as instituições financeiras a treinar o seu *staff* e a desenvolver critérios de avaliação e ferramentas financeiras para projectos de eficiência energética;
 - Rever os presentes subsídios e programas de incentivos fiscais, de forma a fomentar a investimentos privados em eficiência energética;
 - Colaborar com o sector financeiro para se estabelecerem ferramentas público-privadas, que facilitem o financiamento da eficiência energética;
 - Promover instrumentos de mitigação do risco;
 - Criar legislação que assegure a frequente cooperação e intercâmbio entre o sector público e as instituições financeiras, para questões de eficiência energética.

³⁰ Souza, Gustavo, Tello, Sousa, *PNAEE – an overview on the measures*, 2008

- **Monitorização e avaliação dos consumos** – o Governo deve assegurar que as políticas para a eficiência energética (tanto as voluntárias como as obrigatórias) sejam monitorizadas e avaliadas com exactidão. Neste ponto, para além das boas práticas sugeridas pela IEA³¹, para o caso português é fundamental avançar com a contagem inteligente de energia. Sem um sistema de medição preciso e detalhado da energia, sem recorrer a estimativas, é impossível avaliar planos de acção para a eficiência energética. Para tal, o Grupo de Trabalho defende o seguinte:
 - Criação de um operador logístico que seja responsável pela definição das especificações técnicas dos equipamentos (contadores e concentradores de dados) e das comunicações; compra dos equipamentos em concurso internacional; realização das leituras e parametrizações dos contadores, remotamente.
 - O operador logístico deverá ser independente, sendo a supervisão regulada pelo Conselho de Reguladores;
 - Tal como acontece noutros países da UE, devem ser os comercializadores a internalizar o custo dos equipamentos, sendo que estes reflectirão, ou não, o respectivo valor no preço de venda da electricidade ao consumidor final. Em mercado concorrencial, os comercializadores mais competitivos prevalecerão.
- **Benchmarking** – o Governo deve assegurar que as políticas para a eficiência energética sejam baseadas em indicadores transparentes e claros. O Grupo de Trabalho considera o PNAEE uma oportunidade perdida, uma vez que a avaliação dos consumos de energia é feita em termos de energia final. Como se sabe, apenas o consumo de energia primária permite tirar conclusões acerca das emissões de CO₂. Sabendo que 60% da electricidade tem origem em combustíveis fósseis, o PNAEE ao utilizar energia final em vez de energia primária “absolve” as emissões de CO₂ decorrentes da geração de electricidade. Por conseguinte, a utilização da energia final não permite avaliar correctamente a “bondade” das medidas propostas pelo Governo. Por outro lado, o referido plano de acção estabelece metas utilizando a intensidade energética (quociente entre a energia final consumida e o PIB) como indicador. Ou seja, até 2015 Portugal pode diminuir a sua intensidade energética mesmo que o consumo de energia final aumente, bastando para isso que o PIB aumente mais do que o consumo de energia final. É errado conceber um plano de acção sustentado em indicadores económicos voláteis como o PIB. Por conseguinte o Grupo de Trabalho defende o seguinte:
 - **Um plano de acção para a eficiência energética deve ter como objectivo primordial reduzir as emissões de CO₂ equivalente/capita (tal como sucede no PNAC), uma vez que este indicador possui sensibilidade ambiental.** O segundo objectivo deve ser a redução do consumo de energia primária/capita e só em terceiro lugar é que se deve

³¹ IEA, *In support of the G8 Action Plan*, 2008

avaliar a redução da intensidade energética (que corresponde à primeira meta proposta pelo PNAEE).

- **Envolvimento do Estado** – o PNAEE foi concebido unicamente sob a tutela do Ministério da Economia e da Inovação. **Um plano de acção para a eficiência energética deve resultar de uma estreita colaboração entre os diversos Ministérios, já que o mesmo terá de ser dotado de uma visão holística dos consumos.** Por outro lado, todo o Estado deve estar plenamente envolvido na implementação do referido plano de acção, uma vez que, segundo a Comissão Europeia, o consumo energético por parte do sector público de cada Estado-membro representa quase 10% dos seus consumos totais.

O Grupo de Trabalho acredita que **a criação de um *Ministério do Clima e da Energia*, resultante de um *spin off* de ministérios pouco vocacionados para essas áreas (como o Ministério da Economia), seria a forma mais eficaz de conceber políticas transversais a todo o Governo**, tal como foi efectuado na Dinamarca com sucesso.

- **Efficiente alocação de recursos financeiros** – tal como a QUERCUS referiu, o PNAEE possui uma componente de apoio financeiro excessiva, numa altura de recessão económica.
 - Os investimentos devem ser mais estruturais do que conjunturais. Por exemplo, em vez de se proporem incentivos financeiros à compra de electrodomésticos de classes energéticas superiores (A/A+ e A++), deveria perceber-se quais as razões para os electrodomésticos mais eficientes representarem ainda uma percentagem pequena de vendas no mercado português. Pode chegar-se à conclusão que não será necessário um apoio financeiro, mas apenas mais informação ao consumidor.
- **Equidade social das medidas:** os incentivos financeiros devem reflectir o rendimento das famílias, para além de que deve haver o controlo de um conjunto de circunstâncias que podem compensar determinadas famílias que viram diminuir o seu consumo energético sem no entanto ser à custa de maior eficiência.
- **Coerência das políticas:** o PNAEE prevê incentivos a habitações sociais, piscinas e balneários. A verdade é que o PNAEE não considera a medida governativa de incentivo à instalação de colectores solares por particulares, apresentada em Março de 2009. **O Grupo de Trabalho defende o estabelecimento de uma política coerente de incentivo à utilização de energia solar para aquecimento de águas sanitárias, em vez de medidas isoladas da administração central.**
- **Sensibilização da comunidade:**
 - **Medida “escola guardiã da energia”:** aproveitando o “Magalhães”, proceder à distribuição de informação em formato electrónico com conteúdos que espelhem a importância de alterar comportamentos na escola, visando a redução de consumos de

energia; induzir alunos e professores para a elaboração de diagnósticos através de *checklists* de fácil percepção e simples preenchimento, que permitam evidenciar situações anómalas que carecem de correcção ao nível da eficiência energética, devendo ser encaminhadas para as Direcções Regionais de Educação e Departamentos de Educação Municipais.

- **Medida “casa energética”**: promoção de medidas de eficiência energética em que a DGEG e/ou a ADENE, em parceria com as Agências Regionais e Municipais de Energia e com as Associações Ambientalistas, sejam responsáveis pela sua disseminação, implementação e monitorização.
- **Medida “certificação energética PMEs”**: possibilitar Auditorias Energéticas com 50% de redução nos seus custos (através de um prévio acordo a estabelecer com Entidades Certificadoras que adiram a esta medida) exclusivamente para PMEs; permitir às PME’s usufruírem da “*Medida Solar Térmico 2009*” (devendo propor-se a sua ampliação para 2010) nos casos em que sejam consumidoras de AQS.
- **Regulamentar as ESCOs (*Energy Services Companies*)**: estas focalizadas em projectos virados para a implementação de energias renováveis e utilização eficiente de energia, agregam soluções económicas (*project finance*).

Electricidade Clean Tech

Tendo em conta os desafios traçados na secção referente ao *Estado da arte*, o Grupo de Trabalho vem propor as seguintes medidas:

- Considerando os planos do Governo para aumentar a capacidade instalada de renováveis, é necessário que existam grupos geradores capazes de fazer *backup* das renováveis (i.e. eólica), dada a sua variabilidade intra-diária, e *load following* (acompanhar variações do consumo). Só há dois tipos de unidades geradoras capazes de fazer *backup* e *load following*: as hídricas com albufeira e os grupos a gás natural. Sabendo que já está previsto o reforço da hídrica com albufeira, o Grupo de Trabalho entende que os grupos a gás natural são uma tecnologia fundamental para o mix energético de Portugal, já que são as unidades mais flexíveis.
- Por outro lado, **esta aposta nas centrais de gás natural**, ao contemplar a entrada de novos actores, **aumentará o nível de concorrência no mercado de electricidade**, tal como a Autoridade da Concorrência sugeriu em Maio de 2009.
- No que diz respeito à **energia das ondas**, é necessário avaliar cuidadosamente a exequibilidade técnica e económica desta fonte de energia. Segundo um estudo recente da Agência

Internacional de Energia³², **a energia das ondas para locais de elevada profundidade** (que é o cenário mais comum em Portugal) **ainda está em fase de I&D**, sendo que para já ainda é precipitado tirar conclusões quanto a custos. De todo o modo, **o Grupo de Trabalho apoia a investigação e desenvolvimento deste tipo de solução energética**, na medida em que se consiga aumentar a eficiência do sistema; aumentar a fiabilidade e a sobrevivência dos equipamentos; e reduzir os custos da estrutura.

- Relativamente à energia solar fotovoltaica, **o Grupo de Trabalho defende que esta será mais útil quando instalada nas residências, já que os respectivos custos são significativamente inferiores aos associados às instalações centralizadas de grande escala³³ (como os projectos de Serpa e Moura apoiados pelo Governo)**. Em instalações residenciais, a electricidade gerada pelos painéis fotovoltaicos é injectada directamente na rede de distribuição, próxima dos consumos, sem haver necessidade de investimento em novas linhas eléctricas.
- Quanto à energia solar térmica, **o Grupo de Trabalho apoia vivamente programas que visem incentivar a instalação de colectores solares nas residências, para fins de aquecimento de água. No entanto, estes programas devem respeitar as regras de livre concorrência e transparência**. O Governo socialista tem sido nesta matéria um exemplo a não seguir. A primeira **proposta do Senhor Primeiro-ministro de apoio à energia solar**, apresentada na Assembleia da República, **consistia num claro bloqueio às pequenas e micro empresas** (que são a larga maioria dos fornecedores), devido às particulares regras de acesso ao mesmo. Por outro lado, segundo a APISOLAR, **a ambição de se instalar colectores solares em 65.000 habitações em 2009 poderá originar problemas no que diz respeito à qualidade das instalações**. Outra situação criticável, correspondeu à inserção na campanha do Governo para a energia solar de uma empresa portuguesa fabricante de painéis solares termodinâmicos, que na verdade não passam de bombas de calor com recurso secundário a radiação. Segundo o então Ministro Manuel Pinho, “a empresa cumpre os critérios para as empresas de colectores solares térmicos”.
- No que diz respeito à microgeração, o Grupo de Trabalho identifica-se com esse tipo de visão. **A microgeração, do ponto de vista metafórico, corresponde à visão liberal e empreendedora da energia**. Em oposição aos sistemas de geração centralizados, em que a energia flui num só sentido – do gerador para o consumidor – a microgeração permite aos consumidores passarem a ser produtores de energia, para consumo próprio e para vender à rede. Do ponto de vista de custos, este tipo de geração em 2-3 anos já consegue ser competitivo com o preço de comercialização de electricidade, tendo em conta o decréscimo registado no custo de

³² IEA, *Energy Technologies Perspectives*, 2008

³³ IEA, *Energy Technologies Perspectives*, 2008

produção das células fotovoltaicas. Contudo, o Grupo de Trabalho considera que **o sistema promovido pelo Governo “Renováveis na hora” tem deficiências operacionais**, pelo que vem apresentar as seguintes propostas:

- Tendo em conta que uma grande percentagem das candidaturas é feita por entidades colectivas - quando o objectivo principal era o de fomentar o envolvimento de consumidores domésticos como produtores de electricidade – o Grupo de Trabalho defende a **criação de uma quota para pessoas individuais da ordem de pelo menos de 75%**, tal como a Quercus sugeriu.
- Como o sistema está estrangulado (pelos “call centres” das empresas), **é necessário desenvolver uma logística que permita às pessoas registarem-se em períodos mais alargados**, visto os concursos só abrirem durante uma ou duas horas.
- Sabendo que há uma grande vontade por parte das pessoas em implementar sistemas de microgeração, seria útil **aumentar a potência instalada de cada microgerador para além dos 3,68 kW**.
- **Valorização de Resíduos Florestais (Biomassa), acompanhada por um ajustamento tarifário** (similar ao existente em Espanha e Itália), ou seja, cerca de 40% superior ao praticado actualmente em Portugal.
- Relativamente à tecnologia *Carbon Capture and Storage* instalada nas centrais térmicas, o Grupo de Trabalho defende actividades de **I&D visando o aumento da eficiência do sistema e a redução dos custos de captura do CO₂**.
- Por fim, **o Grupo de Trabalho defende o desenvolvimento de estratégias para o armazenamento de energia renovável excedente**. Existem várias tecnologias capazes de armazenar energia, sendo que a mais madura consiste na utilização das **hidroeléctricas com albufeira, com bombagem accionada por energia eólica**. Durante as horas de vazio, em que há mais renováveis, as barragens bombeiam a água para montante, para durante o dia a voltarem a descarregar e, por conseguinte, injectarem electricidade na rede. Para além desta tecnologia, os **veículos eléctricos** também são uma opção para aproveitar energia renovável excedente, através de estratégias de carregamento inteligente (*smart charging*).

Mobilidade Sustentável

Os sistemas de transportes contemplam as infra-estruturas, os veículos e equipamentos, e as organizações e pessoas. Estes sistemas suportam a mobilidade com níveis de eficiência diferente e em três planos distintos: produtor; cliente; sociedade.

Até ao momento, só se tem intervindo nos dois primeiros níveis, contudo, os desafios das alterações climáticas, a escassez de combustíveis fósseis, e a volatilidade do preço do petróleo exigem uma acção imediata.

Como resposta a estes desafios, o Grupo de Trabalho define neste documento as seguintes políticas, para **reduzir o consumo de energia e emissões de CO₂ por unidade de transporte, e para reduzir o transporte por unidade de PIB.**

- Apostar em tecnologias limpas e energeticamente eficientes:
 - **Promover a integração de veículos híbridos e eléctricos, ao abrigo do conceito *Vehicle-to-Grid*.** Os veículos eléctricos quando carregados de forma inteligente (aproveitando as renováveis em excesso durante a noite), **permitem reduzir as emissões de CO₂ do sistema transportes + geração de electricidade.** Os veículos eléctricos (mais pequenos) são mais adequados às viagens curtas, que correspondem a 80% das viagens diárias, segundo a General Motors. Por outro lado, os veículos híbridos são vocacionados para viagens longas.
 - Relativamente aos biocombustíveis, não há dúvidas sobre o impacto dos biocombustíveis de primeira geração no preço dos alimentos, e sobre a limitada eficiência energética na perspectiva de ciclo de vida. Contudo, é necessário distinguir entre diferentes biocombustíveis. Uns, contribuíram definitivamente para o aumento do preço dos alimentos (por exemplo os baseados em milho), outros, não competem com os alimentos (por exemplo os baseados em celulose). Como tal, a escolha não terá de ser alimentos ou combustível.³⁴ Por isso, o Grupo de Trabalho defende **o fim dos subsídios aos biocombustíveis com impacto nos alimentos e a redução das restrições à importação de biocombustíveis mais eficientes e sem impacto nos alimentos.** Por exemplo, o biocombustível brasileiro produzido através da cana do açúcar consegue competir com o petróleo, sem necessitar de subsídios, e é cinco vezes mais eficiente do ponto de vista de emissões do que o biocombustível baseado no milho. De acordo como Banco Mundial, Moçambique é outro país com potencial nesta área.³⁵³⁶

³⁴ World Bank, *Biofuels and rising food prices*, 2008

³⁵ World Bank, *Biofuels: the promise and the risks*, 2007

³⁶ World Bank, *Global Food Price Crisis: Trade Policy Origins and Options*, 2008

O Grupo de Trabalho **propõe, igualmente, os biocombustíveis de segunda geração** (tecnologia HVO), já que estes apresentam diversas vantagens a nível de incorporação de poder calorífico (melhor combustão), rendimento e emissões.

- **Como a aposta na inovação tecnológica não é suficiente para lidar com as alterações climáticas e com a pobreza energética, o Grupo de Trabalho vai mais além, defendendo o aumento da taxa de ocupação dos veículos (do mesmo modo) e a transferência modal.** Tendo em conta que a ocupação média dos autocarros situa-se nos 20% (curiosamente a mesma que a dos veículos ligeiros de passageiros), esse meio de transporte deixa de ser eficiente. Só nas horas de ponta é que estes são competitivos. Dado este cenário, um táxi com 3 pessoas é mais viável do que um autocarro sobredimensionado³⁷. Por conseguinte, é necessário implementar serviços inovadores com o auxílio das TIC, tais como:
 - **Táxis colectivos:** contactados via telefone, oferecem serviço com táxi vazio ou com passageiro a bordo, com percurso sobreposto ao do novo cliente.
 - **Minibus expresso:** serviço regular de minibus, de uma área suburbana para uma área do centro, com poucas paragens e com tempo de viagem semelhante ao automóvel particular.
 - **Clube de carpools:** conceito de carpool alargado a um clube de carpools no mesmo corredor.
 - **Integração de viagens de longo curso em transporte colectivo com a distribuição local/regional:** o tempo passado a bordo do transporte colectivo de longo curso permite organizar grupos de passageiros que irão partilhar o mesmo táxi ou minibus, com serviço directo.
- Não obstante a eficácia das medidas propostas, **na realidade alguns dos conceitos mencionados não seriam hoje legais.** Os táxis colectivos são ilegais na maior parte dos países desenvolvidos; o minibus expresso é ilegal; em Portugal os carpools não dispõem de qualquer privilégio na circulação ou no estacionamento. Como tal, o Grupo de Trabalho defende que **as agências reguladoras devem retirar barreiras ao funcionamento dos conceitos em cima descritos**, para que se encontre um compromisso entre estabilidade e inovação.
- **Definição de preços racionais**, reflectindo para o cliente a escassez e os impactos externos, salvaguardando situações vulneráveis.
- **Limitação da procura através do método dos preços**, avaliando medidas como: **estacionamento sujeito a tarifas variáveis ao longo do dia; e tarifa por faixa de rodagem nas auto-estradas** (em San Diego 80% dos condutores não utilizam a mesma faixa de rodagem, apresentando elasticidade);

³⁷ Viegas, José Manuel, *O futuro energético português*, 2009

2.3 Regulação e Mercados de Energia Concorrenciais

2.3.1 Estado da arte

Electricidade

O Acordo de Santiago de Compostela de 1 de Outubro de 2004 estabelece que a supervisão dos mercados definidos no MIBEL seja realizada pelas entidades de supervisão do País onde estes forem constituídos, de acordo com a legislação de cada País nesta matéria. Além disso, estabelece que as entidades de supervisão dos mercados desempenharão de forma coordenada as suas funções no âmbito MIBEL.

Nos termos deste Acordo, as Partes (Espanha e Portugal) criaram um Conselho de Reguladores composto por representantes da CMVM e da ERSE, de Portugal, e da CNMV e da CNE, de Espanha.

Em Novembro de 2005, os Governos de Espanha e Portugal, nas resoluções da Cimeira de Évora que definiu um calendário efectivo para a implementação do MIBEL, decidiram constituir imediatamente o Conselho de Reguladores, nos termos do que havia sido estabelecido no Acordo de Santiago de Compostela. De igual modo, ficou politicamente determinado na Cimeira de Évora a elaboração de um plano de convergência regulatória entre os dois países. Em Janeiro de 2006 formalizou-se a criação do Conselho de Reguladores com o propósito de implementar as resoluções da Cimeira de Évora.

O processo de liberalização do sector eléctrico em Portugal foi efectuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. A abertura de mercado, no caso português, foi progressiva entre 1995 e 2006. Desde 4 de Setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia eléctrica.

Associada à liberalização e à construção do mercado interno de electricidade está um esperado aumento da concorrência, com reflexos ao nível dos preços e da melhoria da qualidade de serviço, a que deverá corresponder uma maior satisfação dos consumidores de energia eléctrica.

A 8 de Março de 2007, os Governos de Espanha e Portugal acordaram os termos gerais do plano de compatibilização regulatória entre os dois países, com o intuito de desenvolver as actividades necessárias ao desenvolvimento de mercados eficientes e concorrenciais³⁸³⁹.

³⁸ ERSE, *Mercado Liberalizado – Um ano após 4 de Setembro de 2006*, 2007

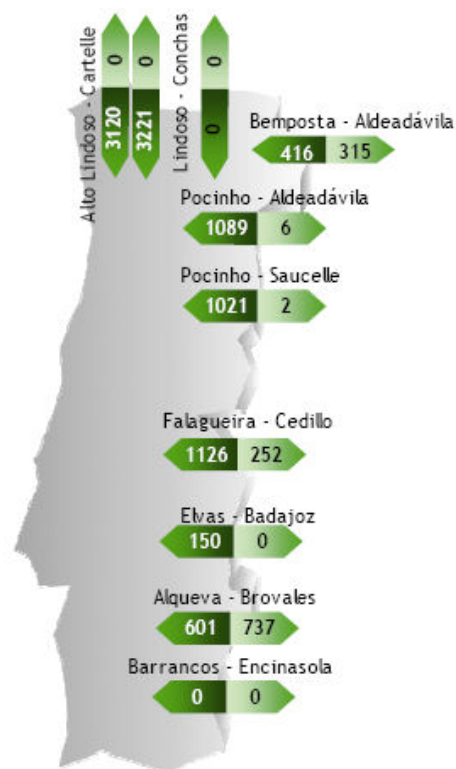
³⁹ Relatório de Actividades do Conselho de Reguladores do MIBEL, 2007

Tentando fazer um balanço da experiência portuguesa na abertura do mercado de electricidade à concorrência, a OCDE em 2007 apresentava como pontos negativos do mercado de electricidade português os seguintes observações:

- O quadro regulatório tem sido menos estável do que seria desejável;
- Atrasos na renegociação de acordos de compra de energia, obstaculizando a introdução de concorrência na produção de electricidade;
- Concorrência na produção e comercialização, apesar de legalmente assegurada, continua muito limitada;
- Tarifas reguladas, a preços inferiores ao custo total, constituem uma barreira aos entrantes⁴⁰.

Apesar de Portugal e Espanha possuírem um mecanismo coordenado de gestão da interligação, os sistemas eléctricos dos países em questão não dispõem de uma capacidade de interligação suficiente para permitir o livre trânsito de electricidade e, por conseguinte, sustentar um preço ibérico único. Estima-se que seria necessário existir uma capacidade de interligação de pelo menos 2 200 MW para que os dois mercados operem como um espaço comercial único, sem restrições físicas que condicionem a formação de preços. Já em 2007 se previa que a capacidade de interligação não iria além dos 1 400 MW, no período Outono/Inverno, e dos 1 250 MW, no período Primavera/Verão. Consequentemente, **desde o arranque do mercado tem-se verificado o congestionamento da interligação em aproximadamente 80-85% do tempo (95-100% em vazio), o que origina para Portugal um preço médio da electricidade superior ao praticado em Espanha.**

⁴⁰ OCDE, *Energy Security and Competition Policy*, 2007



Fonte: REN

Fig. 31: Interligações entre Portugal e Espanha

Em 2007 os preços grossistas em Portugal foram 23% superiores aos praticados em Espanha, devido a um regime hidrológico muito seco. Já em 2008, com um regime hidrológico normal, a diferença de preços foi de 9%. Em 2009 esta diferença tem sido à volta de 4.5%, devido a um regime hidrológico anormalmente alto. De todo o modo, é indubitável que os preços são mais elevados em Portugal do que em Espanha.

Mas por que razão isto tem sucedido? **Portugal encontra-se numa situação sensível, por o mercado ser dominado por uma única empresa, em alternativa a Espanha, que permitiu em tempo útil a entrada de um grande número de novos *players* no mercado** (5 operadores entre os quais a EDP). Enquanto em Espanha nos últimos 5 anos entraram em serviço 20 novas centrais, em Portugal entrou apenas uma e controlada pela EDP. A empresa EDP - Energias de Portugal apesar de possuir apenas 17% da quota do mercado ibérico de produção de electricidade, conta com aproximadamente 80% da correspondente quota em Portugal, na qual se inclui 100% da Produção em Regime Livre (sem Contratos de Aquisição de Energia, CAE). Por outro lado, como a capacidade de produção da EDP está abrangida pelo mecanismo de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), esta encontra-se insensível ao preço do mercado. Os CMEC visavam impedir que a EDP elevasse o preço da electricidade. Contudo, **como a EDP recebe energia via interligação Portugal-Espanha (mais barata), pode pagar preços superiores aos restantes agentes, bastando para isso elevar o preço de**

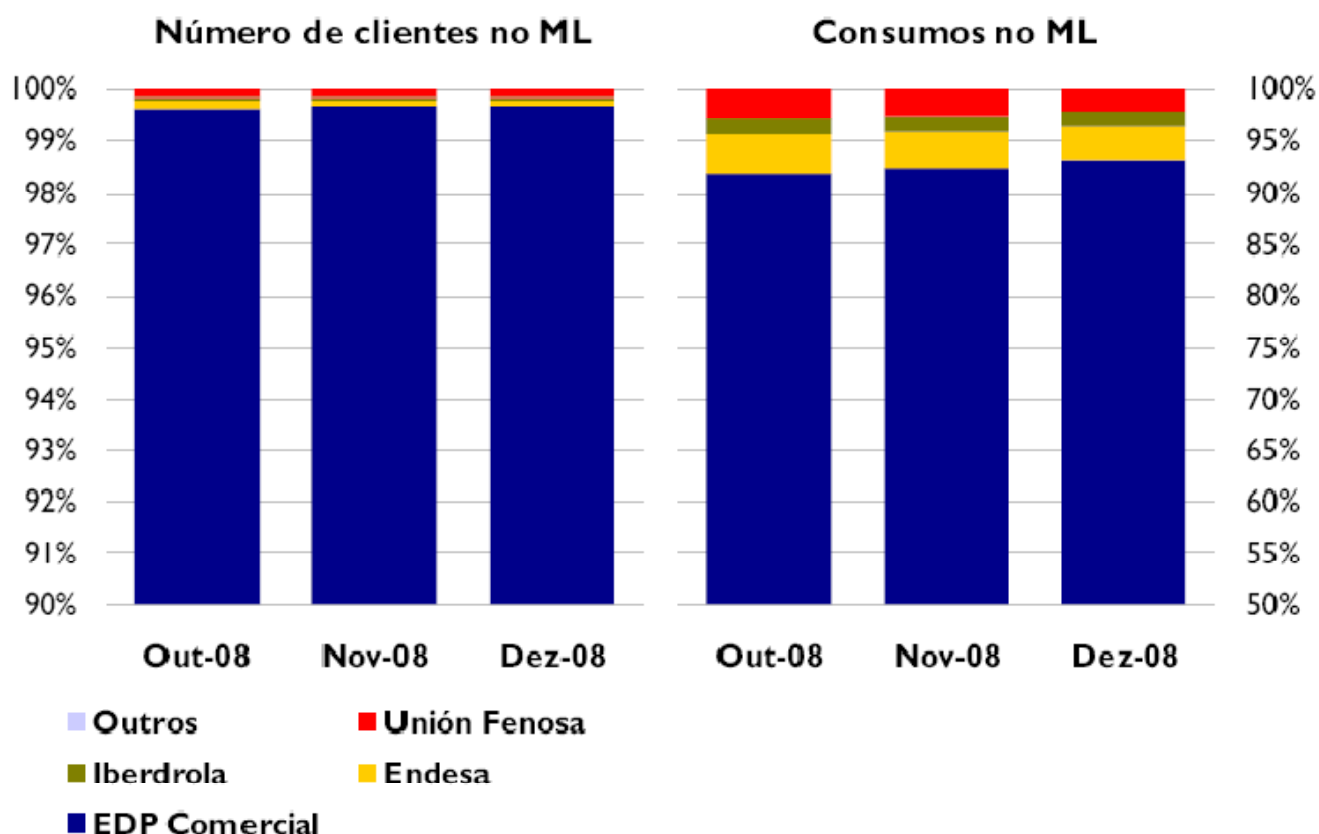
mercado em Portugal até que a importação se torne rentável. Esta situação também permite à EDP impedir a entrada de novos players no mercado, uma vez que não conseguem acompanhar o preço.

Desde a implementação do MIBEL, utiliza-se o regime de *market splitting* para a gestão da interligação. Com este mecanismo aplicam-se leilões, baseados no preço oferecido pelos agentes importadores, dando prioridade às transacções de maior preço, até se verificar o esgotamento da capacidade disponível. Assim, **um comercializador entrante de energia eléctrica terá de internalizar o preço fixado pela incumbente no mercado português.** Como resultado, **todos os *players* entrantes no mercado português, como não têm capacidade de produção própria, têm de suportar um risco de sobre-custo, nos momentos em que existe congestionamento da rede.** Como parece óbvio, **a empresa incumbente tem o incentivo de saturar a interligação, bastando para isso contratar a grande parte da capacidade disponível na interligação.**

Tendo em conta o exposto, pode ser afirmado que **a EDP encontra-se em considerável vantagem face à concorrência, conseguindo comportar-se como um *price maker* e, por conseguinte, eliminar do mercado todos os restantes agentes que dependam da interligação.** Esta situação de *market failure* foi amplificada pelo atraso em 3 anos na entrada de novos grupos produtores concorrentes da EDP, em Portugal, devido à anulação do processo de atribuição de licenças de produção de electricidade em centrais de ciclo combinado avançado pelo Governo de coligação PPD-PSD/CDS-PP. Como tal, os *newcomers* são obrigados a operarem a partir da capacidade de produção em Espanha, condicionada à reduzida interligação entre Portugal e Espanha.

Esta ausência de concorrência em Portugal teve sinais prejudiciais, não só para o consumidor final e para os comercializadores de energia, mas também para a EDP, já que esta não recebeu o incentivo para melhorar a sua eficiência no aprovisionamento de energia primária (carvão, GN e petróleo). Deve ser dito que os consumidores/cidadãos ainda não sentiram os efeitos adversos da política do Governo para o mercado de electricidade, já que **nos últimos anos tem sido tomada a decisão de não reflectir, na tarifa do mercado regulado, o aumento dos preços da energia primária (petróleo, gás natural e carvão), que originaram um aumento dos preços grossistas.** Esta decisão política anulou as margens dos comercializadores em mercado liberalizado e criou um **défi ce tarifário de 2 mil milhões de euros que será pago pelos consumidores a partir de 2010 durante 15 anos.** Como resultado, **o mercado liberalizado que em Junho de 2007 representava 20% do consumo total (dinamizado por 3 comercializadores para além do incumbente), ficou reduzido a 5% do consumo total em 2008.** Esta situação alterou-se em 2009 e, provavelmente, voltará a alterar-se em 2010.

Todavia, a realidade é que neste momento o défi ce tarifário já está a custar 400€ a cada consumidor.



Fonte: ERSE

Fig. 32: Quotas de participação no Mercado Liberalizado em Dezembro de 2008

Enquanto as tarifas reguladas não forem eliminadas a posição de um comercializador é sempre uma posição a prazo, uma vez que as condições que foram criadas na revisão tarifária para 2009 podem ser revertidas na revisão tarifária seguinte, comprimindo ou eliminando a margem comercial de que os operadores dispõem para desenvolver a sua actividade, tal como se verificou em 2007 e 2008. Apesar dos alertas dos entrantes prejudicados em 2007 e 2008, apenas em Maio de 2009 a Autoridade da Concorrência vem - fora do tempo - confirmar argumentos previamente apresentados pelos comercializadores em mercado liberalizado.⁴¹

Deve ser salientado que o preço da electricidade para consumidores domésticos praticado em Portugal era em 2006 o 11º mais alto da UE-27.⁴²

No que diz respeito à definição das tarifas no transporte e na distribuição de electricidade, é possível seguir distintos esquemas. A tarifa de uso da rede de transporte é baseada no esquema de *Cost of*

⁴¹ Ribeiro da Silva, Nuno, Dezembro, 2007

⁴² Eurostat, *Energy, Environment and Transports Indicators*, 2009

Service, que assegura à REN os custos associados à respectiva actividade. Esta forma regulada tem sido criticada pelos seguintes motivos:

- Esta regulação foca-se na definição de uma taxa de remuneração para as empresas sujeitas a ela, pelo que **poderá incorrer-se em situações de sobre-investimento se a taxa de remuneração for excessivamente superior ao custo de capital**. Assim, o recurso a crédito para se efectuarem investimentos (eventualmente desnecessários) tornar-se-ia atractivo economicamente;
- Se o relacionamento entre a entidade reguladora e a empresa regulada não for claro e próximo, **este tipo de esquema regulatório poderá tornar-se demasiado complexo**;
- Como as empresas são remuneradas de acordo com os custos decorrentes da sua actividade e com uma rendibilidade sobre o capital investido, **não existe um incentivo à eficiência da empresa regulada**.

A tarifa de uso da rede de distribuição segue um esquema diferente, nomeadamente o *Price-Caps*. Este esquema fixa, no início de um novo período, os limites máximos para os preços fornecidos pelas entidades reguladas. Uma vez que os limites de preços não dependem exclusivamente dos custos, as empresas são induzidas a melhorar a sua eficiência. Ou seja, **este esquema apresenta um maior risco para as empresas reguladas (e menor para os clientes) mas, ao mesmo tempo, estas poderão aumentar os seus lucros se conseguirem diminuir os custos, face aos incentivos enviados pelo regulador**. Neste tipo de regulação poderão ser incluídos mecanismos de partilha de receitas entre as empresas e os clientes, quando excedam valores máximos fixados. Desta forma os consumidores beneficiarão do aumento da eficiência.^{43 44}

Gás Natural

A primeira fase da construção do mercado interno de gás natural remonta à década de noventa, nomeadamente através da Directiva 90/377/CEE de 29 de Junho de 1990 que estabelece um processo comunitário para assegurar a transparência dos preços ao consumidor industrial de gás e de electricidade, cujo objectivo era a promoção da livre escolha dos fornecedores por parte destes consumidores e da Directiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes, que visava facilitar o aumento das trocas, tendo sempre em conta a qualidade e a segurança do abastecimento

Numa segunda fase foi aprovada a Directiva 98/30/CE, relativa a regras comuns para o mercado do gás natural. Ao abrigo desta directiva Portugal tem vindo a beneficiar de uma derrogação em virtude de ser considerado um mercado emergente, ou seja, "...um Estado-Membro em que o primeiro fornecimento

⁴³ Tomé Saraiva, Pereira da Silva, Ponce de Leão, *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 2002

⁴⁴ Sucena Paiva, José Pedro, *Redes de Energia Eléctrica – uma análise sistémica*, 2007

comercial no âmbito do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural a longo prazo tenha sido efectuado há menos de 10 anos”. Em virtude desta derrogação, o Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, estabelecia que as disposições relativas ao acesso às redes e ao armazenamento, à elegibilidade dos clientes (abertura do mercado) e à recusa de acesso à rede ou armazenamento só entram em vigor quando o mercado nacional deixar de ser emergente, o mais tardar em 2007.

Em Junho de 2003 foi aprovada a Directiva 2003/55/CE que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Directiva 98/30/CE. Esta directiva vem acelerar a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de 1 de Julho de 2007, definindo com maior precisão a organização e funcionamento do sector e as condições de acesso ao mercado, bem como as atribuições e papel das entidades reguladoras independentes. Os princípios desta directiva foram transpostos para o direito nacional, pelo Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.

Até 2006 o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis. Este mesmo Decreto-Lei estabeleceu as disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor, (i) aos produtores de electricidade em regime ordinário a partir de 1 de Janeiro de 2007, (ii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008, (iii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de Janeiro de 2009 e (iv) por fim aos demais clientes a partir de 1 de Janeiro de 2010.

O ano de 2007 marcou o início do estabelecimento de tarifas por actividades reguladas pela ERSE no sector do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE incidiu apenas sobre as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de Armazenamento Subterrâneo, de Gestão Técnica Global do Sistema e de Transporte de gás natural.

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuaram a ser homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas, segundo o regime dos iniciais contratos de concessão e licenças e considerando designadamente o enquadramento estabelecido nas bases que estabeleceram o regime de preços das concessões de gás natural.

No primeiro semestre de 2008, passou a caber à ERSE, em regime transitório, homologar as tarifas de venda dos fornecimentos de gás natural, designadamente as tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem no primeiro e segundo trimestres, tendo sido aplicado nos termos do Regulamento Tarifário um regime semelhante ao que vigorou até esta data.

A cadeia de valor do sistema de gás natural situada em Portugal continental inclui um conjunto muito vasto de infra-estruturas e actividades, a saber: (i) terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, que permite a injeção de gás natural proveniente de várias origens por via marítima no sistema, (ii) transporte de gás natural em alta pressão, que permite transportar o gás natural desde os pontos de entrada na rede (terminal, interligação com Espanha e armazenamento subterrâneo) até aos pontos de entrega a clientes ligados directamente à rede de transporte ou às redes de distribuição, (iii) gestão global do sistema, que compreende a coordenação técnica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, (iv) armazenamento de gás natural em alta pressão, (v) distribuição de gás natural em média pressão e em baixa pressão, que permite distribuir o gás natural até aos pontos de entrega a clientes e (vi) comercialização de gás natural, que inclui o aprovisionamento de gás natural e a sua venda aos clientes. A partir de 1 de Julho de 2008, verificando-se todos os pressupostos legais para o efeito, designadamente a modificação dos actuais contratos de concessão, passaram a vigorar as tarifas aprovadas pela ERSE no quadro das suas competências e nos termos do Regulamento Tarifário.

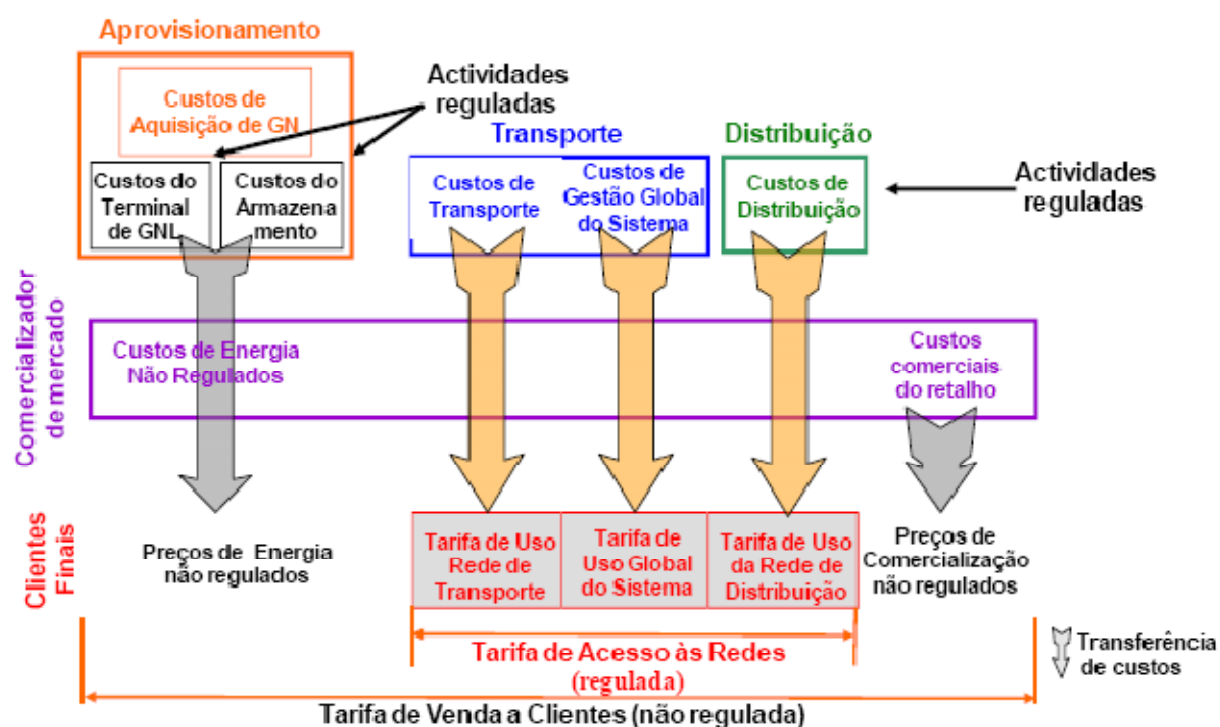
As tarifas para vigorarem entre Julho de 2009 e Junho de 2010 (ano gás 2009-2010) são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.⁴⁵

⁴⁵ ERSE, *Tarifas de GN para o ano gás 2009-2010*, 2009

As tarifas de Acesso às Redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição.

Os clientes que participem no mercado pagam as tarifas de acesso às redes pela utilização das redes de transporte e de distribuição negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infra-estruturas ligadas à rede de transporte – recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo – consoante a utilização que delas façam. Em alternativa podem celebrar um contrato de fornecimento de gás natural com o fornecedor de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o fornecedor responsável pelo pagamento das tarifas de acesso às redes. Nesta situação o fornecedor assumirá também o pagamento das tarifas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo consoante a utilização que venha a fazer destas infra-estruturas. Na figura seguinte apresenta-se a decomposição da tarifa de Acesso às Redes (regulada) e da tarifa de Venda a Clientes dos comercializadores de mercado (não regulada).



Fonte: ERSE

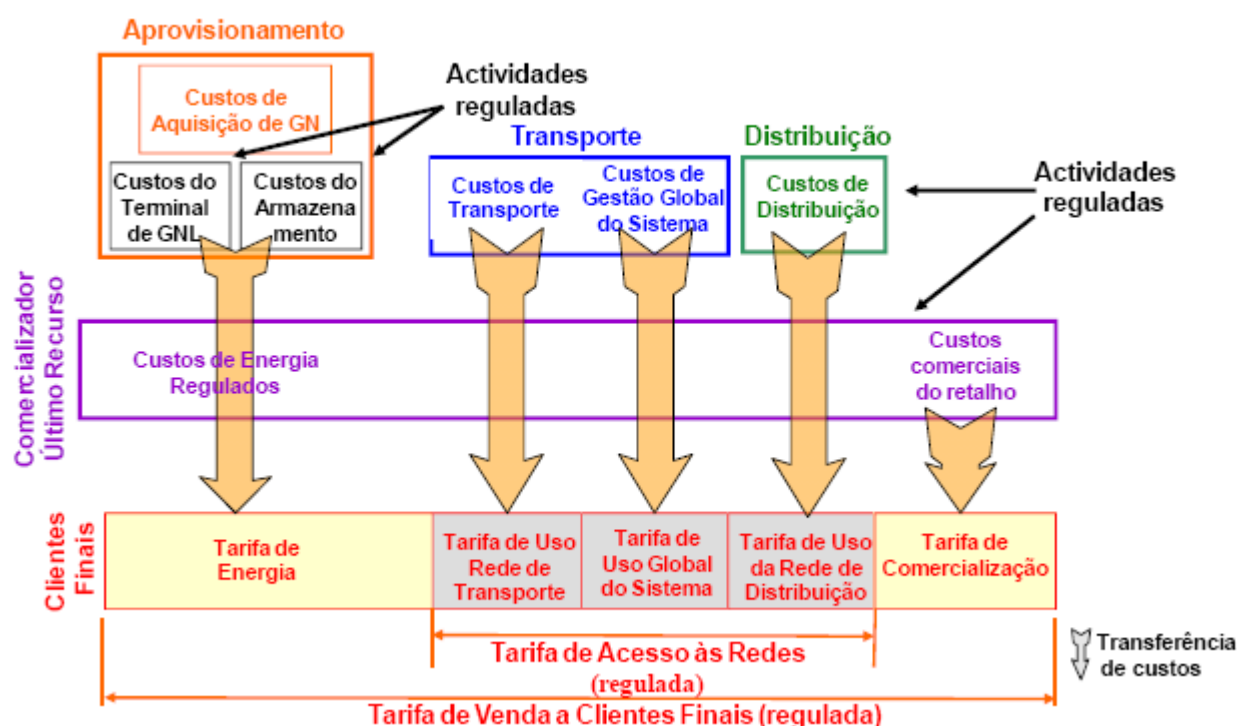
Fig. 33: Decomposição da tarifa de Acesso às Redes (regulada) e da tarifa de Venda a Clientes dos comercializadores de mercado (não regulada)

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos clientes dos comercializadores de último recurso resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.

A tarifa de Energia, para além dos custos de aquisição de gás natural, inclui os custos associados com a

utilização das infra-estruturas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e de armazenamento subterrâneo resultantes do pagamento das tarifas de uso destas infra-estruturas. De igual modo os clientes podem optar pelos comercializadores de último recurso pagando neste caso as tarifas de Venda a Clientes Finais calculadas de acordo com o princípio da aditividade tarifária. Para os fornecimentos em baixa pressão inferiores a 10 000 m³ (BP<) a aplicação deste princípio é efectuada de forma gradual por forma a atenuar no curto prazo eventuais impactes tarifários nestes consumidores.

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso (tarifa regulada).



Fonte: ERSE

Fig. 34: Decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso (tarifa regulada)

4647

Deve ser salientado que o preço do Gás Natural para consumidores domésticos praticado em Portugal era em 2006 o 4º mais alto da UE-27.⁴⁸

Do ponto de vista de infra-estruturas, Portugal importa GN da Argélia via *pipeline* (3,769 bcm p.a.) sendo a restante quantidade fornecida pelo terminal de GNL de Sines (5,166 bcm p.a.). O terminal de Sines tem também capacidade de armazenamento de 240.000 m³. Segundo um relatório da OCDE de

⁴⁶ ERSE, *Tarifas e Preços de GN para o ano Gás de 2008-2009*

⁴⁷ www.erse.pt

⁴⁸ Eurostat, *Energy, Environment and Transports Indicators*, 2009

2007, tanto a capacidade do *pipeline* como a capacidade de regasificação do GNL estão totalmente alocados à incumbente.⁴⁹

Tendo em conta a importância da capacidade de recepção de gás natural liquefeito (GNL) da Península Ibérica nos contextos europeu e mundial é possível perspectivar a afirmação do MIBGAS como mercado de referência a nível internacional. O GNL importado pelo mercado ibérico corresponde a mais de metade do volume total de GNL importado pela Europa.⁵⁰

A ERSE lançou em Abril de 2009 uma Consulta Pública da acerca de uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural que integra um conjunto de propostas que perspectivam uma maior flexibilidade tarifária em benefício dos utilizadores. **O Grupo de Trabalho considera positivas as referidas propostas que visam: viabilizar o fornecimento de gás a clientes com consumos sazonais ou esporádicos; reduzir barreiras de entrada ao Terminal de GNL de Sines; otimizar a utilização das infra-estruturas do sistema; e incentivar a abertura do mercado de GN através da entrada de novos agentes.**⁵¹

2.3.2 Propostas

Desde 1 de Julho de 2007, os mercados de electricidade e gás dos Estados da UE estão totalmente abertos. No entanto, alguns países continuam a utilizar tarifas reguladas, defendendo que estas são uma ferramenta para proteger os mais vulneráveis. Contudo, a protecção de situações vulneráveis não pode confundir-se com o uso de tarifas reguladas para todos os consumidores. Segundo o grupo de reguladores europeus para a electricidade e gás (ERGEG), os mercados concorrenciais não podem coexistir com os mercados regulados. **A regulação do preço do gás e da electricidade definido para o utilizador final distorce o funcionamento do mercado e fragiliza a segurança do abastecimento e o esforço para combater as alterações climáticas**⁵². Como tal, **é do entendimento do Grupo de Trabalho que a regulação do preço do gás e da electricidade definido para o utilizador final deve ser abolida, salvaguardando situações vulneráveis.**

De seguida serão apresentadas propostas para cada um dos mercados.

Electricidade

Apesar do processo de integração dos mercados de produção de electricidade locais através de mecanismos de *market splitting* ou *market coupling*, ainda não se alcançou um mercado único europeu. Dada a capacidade de interligação que se verifica entre vários sistemas eléctricos na Europa, o preço

⁴⁹ OCDE, *Energy Security and Competition Policy*, 2007

⁵⁰ ERSE, *Proposta de alteração do regulamento tarifário do sector do GN – Maior Flexibilidade Tarifária*, 2009

⁵¹ ERSE, *Proposta de alteração do regulamento tarifário do sector do GN – Maior Flexibilidade Tarifária*, 2009

⁵² ERGEG, *End-user price regulation – A position paper*, 2007

continuará a ser definido por cada um dos países de forma independente durante a maior parte do tempo.

Assim, para o estabelecimento efectivo do MIBEL o Grupo de Trabalho defende a implementação de determinadas regras que protejam a livre concorrência, tais como:

- **Entrada de novos produtores em Portugal**, de forma a apresentar alternativas de concorrência no mercado da produção;
- **Reforço significativo da capacidade de interligação**, para diminuir a diferença entre os preços em Espanha e em Portugal;
- **Reforçar a interligação entre a Península Ibérica e a França**. Segundo a ERSE, a capacidade de interligação entre a Península Ibérica e a França mantém-se a níveis muito baixos limitando o acesso dos agentes ibéricos aos mercados europeus. O reforço da capacidade de interligação com França constitui uma prioridade pelo impacto positivo que terá no nível de concorrência no mercado ibérico;
- **Criar o conceito de operador dominante no espaço português do MIBEL (EDP) e no espaço espanhol do MIBEL (ENDESA e IBERDROLA), e exercê-lo de forma a restringir o acesso dos mesmos à interligação, nos dois sentidos**. Esta medida impediria que os agentes dominantes em cada mercado obstaculizassem a entrada de novos *players* dependentes do uso da interligação;
- **Disponibilizar capacidade da produção da EDP aos operadores de mercado**. Os leilões de capacidade são um comprovado meio para atingir esses objectivos. Verdade seja dita, essa possibilidade foi prevista e parcialmente implementada por Espanha e Portugal, ao abrigo do convénio assinado em Março de 2007 pelos Ministros da Economia dos países em questão. Contudo, terá de ser disponibilizada capacidade da EDP e não das centrais que mantiveram os CAE (Tejo Energia e Turbogás) – tal como tem sucedido em Portugal – já que essa capacidade não conseguirá limitar a possibilidade da EDP influenciar a formação dos preços da electricidade;
- **Criação de um mecanismo de *counter-trading* que assegure uma capacidade mínima de interligação entre Espanha e Portugal**, de forma a lidar com situações de indisponibilidade da interligação (programada ou fortuita);
- **Considerar o preço da energia do mercado português na fixação da tarifa de electricidade, em vez do preço do mercado espanhol**;
- Já em 2007 o grupo de reguladores europeus para a electricidade e gás (ERGEG) defendia o fim das tarifas reguladas e em 2008 o Presidente da UNESA, Pedro Rivero, afirmava que "só com o fim das tarifas cobradas aos consumidores finais é que há mercado, acaba o défice e o Mibel pode funcionar". Em 2009, a AdC defendeu que a entrada de novos agentes na produção

de electricidade depende da liberalização total do mercado de comercialização de energia eléctrica, nomeadamente em termos da extinção progressiva das tarifas reguladas a clientes finais. A protecção que decorre das tarifas reguladas deverá ser apenas assegurada para os clientes mais vulneráveis. Assim, **o Grupo de Trabalho defende a extinção progressiva da figura “Comercializador de Último Recurso” e consequente fim das tarifas reguladas de forma a promover a livre concorrência da comercialização de electricidade e retirar barreiras aos entrantes.** Note-se que a protecção que decorre das tarifas reguladas deverá ser apenas assegurada para os clientes mais vulneráveis.

- Logo que estejam instalados os contadores inteligentes (ver propostas relativas à Eficiência Energética), **obrigar os comercializadores de electricidade a informarem os consumidores se estes estão no tarifário mais correcto e, caso não estejam, o quanto poderiam poupar com uma mudança tarifária.**
- **Analisar uma possível alteração do esquema da tarifa de uso da rede de transporte, de *Cost-of-Service* para *Price-caps*, de forma a incentivar reduções de custos e maior racionalidade nos investimentos da empresa em questão (REN).**
- A persistência do modelo de comercialização sem risco, que se caracteriza pelo *pass through* para as tarifas de todos os desvios financeiros entre custos de aquisição previstos e os ocorridos, não desenvolve incentivos suficientes para serem adoptadas previsões mais exigentes. Assim, **a EDP Serviço Universal deve ser incentivada a realizar as compras de energia em mercado ao melhor preço**, seja limitando os desvios de previsão seja cobrindo convenientemente o risco preço através de uma participação mais activa no mercado a prazo.

Para além de seguir as sugestões da ERGEG, o Grupo de Trabalho sustenta a sua visão para o mercado de electricidade nas experiências internacionais. Por exemplo, no Reino Unido, a Inglaterra e o País de Gales criaram um mercado de electricidade concorrencial – com um sistema eléctrico de energia praticamente *unbundled* – enquanto a Irlanda do Norte manteve o transporte, a distribuição e a comercialização num regime monopolista regulado. Como consequência, em 1996 a Irlanda do Norte praticava preços de electricidade 23% superiores aos da Inglaterra e do País de Gales, sendo que essa diferença aumentou para 42%, em 1998⁵³.

Gás Natural

Segundo a ERSE, “as tarifas de uso das redes de gás natural e em parte de uso do terminal de GNL apresentam uma estrutura de preços dominada pelos termos de capacidade que apresentam características essencialmente fixas, pouco dependentes do consumo de energia. Devido a estas

⁵³ Newberry, David, *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*, 1999

características o custo unitário associado à utilização das redes e do terminal para utilizadores de curtas utilizações pode assumir valores elevados. Estes custos unitários elevados podem excluir estes utilizadores de curtas utilizações de aceder às redes de gás natural e ao terminal de GNL, criando situações de capacidade ociosa e de impedimento prático de acesso à rede assim como de redução de bem-estar social (redução do nível de utilização das infra-estruturas existentes com o consequente aumento do seu custo médio e aumento dos custos de energia dos utilizadores excluídos).”

Por conseguinte, **o Grupo de Trabalho partilha da visão da ERSE ao defender o aumento da flexibilidade tarifária de forma a viabilizar o acesso destes utilizadores às redes de gás natural, aprovando-se novas opções tarifárias de curtas utilizações para as tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição e uma nova opção tarifária de curta duração para a tarifa de Uso do Terminal de GNL.**⁵⁴

Contudo, **o regulamento proposto pela ERSE não clarifica se um agente pode acumular dois tipos de contratos de utilização do Terminal de GNL: contrato anual e contrato de curto prazo. Caso os esquemas de contratação sejam exclusivos, a proposta da ERSE perde valor.** Isto é, a ERSE pressupõe que um agente regasifica um navio com 125 000 m³ de GNL em 10 dias (o que representa uma elevada procura diária) e que não necessita de regasificar de novo até à chegada de outro navio meses depois. Como um agente não pode regasificar uma quantidade superior à sua procura e necessita de aportar diariamente gás à RNTGN, apenas faz sentido contratação anual.⁵⁵

Dito isto, o Grupo de Trabalho defende:

- **Durante os períodos de elevada procura, a tarifa de curto prazo seja superior à tarifa anual.** Por outro lado, **nos períodos de reduzida procura, a tarifa de curto prazo deverá ser inferior à tarifa anual**, já que a utilização da infra-estrutura é mais baixa.
- Como os agentes que fornecem gás ao mercado convencional - via Terminal de GNL - têm de o fazer diariamente, **o contrato de curto prazo sem a possibilidade de ser combinado com o contrato anual não tem utilidade.** Daí, **a oportunidade de se efectivarem contractos anuais e de curto prazo oferece benefícios para o utilizador** (que usufrui do Terminal de GNL como mecanismo de flexibilidade), **e também para o Terminal, que terá maior utilização.**
- Para que os operadores entrantes (mais pequenos do que o incumbente) possam utilizar o Terminal de GNL, **é necessário desenvolver um mecanismo de swaps.** O Grupo de Trabalho entende que este mecanismo de trocas de GNL beneficia tanto os *newcomers* (que passam a

⁵⁴ ERSE, *Proposta de alteração do regulamento tarifário do sector do GN – Maior Flexibilidade Tarifária*, 2009

⁵⁵ Ribeiro da Silva, Nuno, Maio, 2009

conseguir gerir desequilíbrios entre a entrada de gás no sistema e o consumo da sua carteira de clientes) como o incumbente (que adquire maior flexibilidade com o gás adicional armazenado).

- O Grupo de Trabalho entende **que a abertura de um mercado à concorrência não pode ser feita através de uma remuneração do incumbente – monopolista – que apenas é penalizado por perder a natural quota de mercado, subjacente a um processo de liberalização.** Como tal, **o incumbente não deve cobrar uma tarifa regulada por um serviço de swaps.**
- Tal como foi defendido para o sector da electricidade, e mais uma vez em sintonia com as sugestões do grupo de reguladores europeus (ERGEG), o Grupo de Trabalho defende que a **regulação do preço do gás definido para o utilizador final distorce o funcionamento do mercado e fragiliza a segurança do abastecimento.** Como tal, **a figura do “Comercializador de Último Recurso” deverá ser eliminada, progressivamente, a fim de se desenvolver um mercado concorrencial para o GN.**

3 Geopolítica da Energia

Desde a revolução industrial, a geopolítica da energia (quem a produz e que segurança acompanha o seu acesso) tem sido um factor de dinamismo da prosperidade e segurança globais. Durante as próximas décadas, a política energética determinará o estado do planeta em termos ambientais e o xadrez político entre produtores, consumidores e rotas energéticas. Se há tema que atravessa gerações, continentes, climas de paz e guerra, economias, alterações climáticas e os hábitos diários das pessoas ele é a energia. Mais concretamente a segurança energética associada à sua geopolítica.

A natureza política da energia, ligada a fontes de abastecimento e procura, regressou à atenção pública em momentos de crise, particularmente quando a instabilidade dos mercados petrolíferos acentua o aumento de preços e os políticos se confrontam com protestos dos cidadãos. Mas a política energética tornou-se num tema extremamente complexo. O sistema de transportes num mundo globalizado e transfronteiriço evidencia isso mesmo. O acesso à energia acaba por ser crítico para o crescimento de países como a China, EUA, Índia, Rússia, Angola e Brasil. Os seus falhanços em transformar energia em economias em expansão são determinantes para a sustentabilidade dos seus projectos políticos. São estas variáveis que tornam a temática da energia uma questão política de primeira linha.

Tomando atenção à dependência energética que os orçamentos gerais de Estados com a importância regional da Rússia, Irão, Venezuela e China, pode ter-se uma ideia do alcance que pode ter a política energética na condução das várias políticas externas desses mesmos estados. Umas mais agressivas, outras em expansão, outras ainda envoltas num certo secretismo, todas porém com propósitos de se

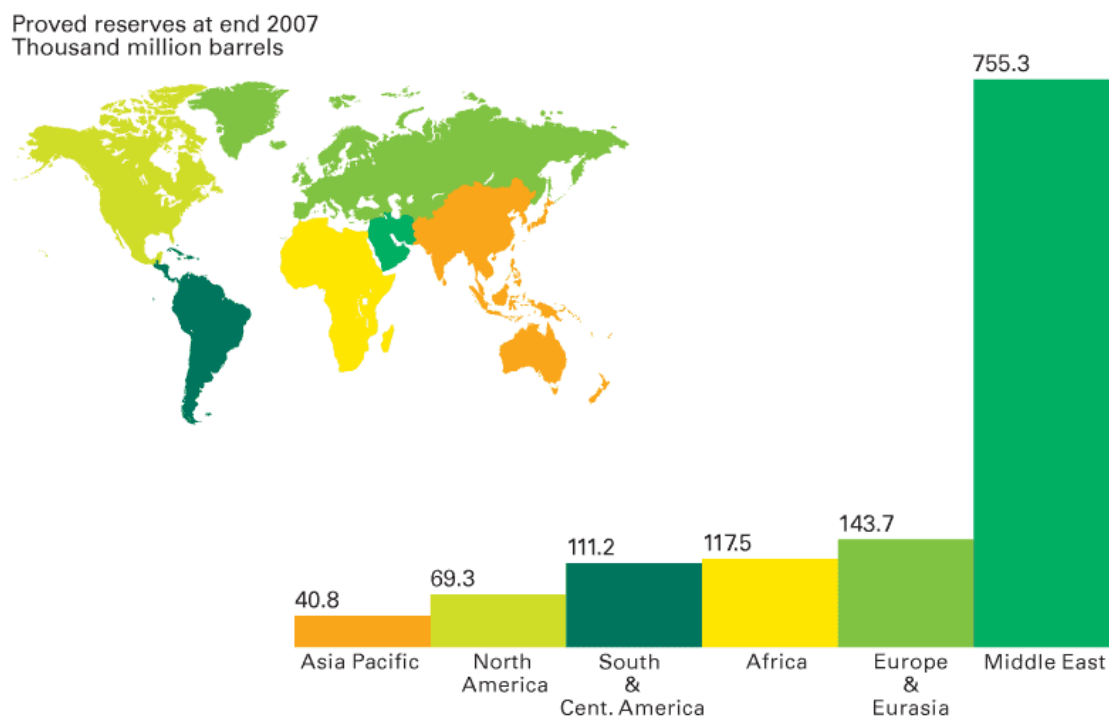
imporem no sistema internacional por via da geopolítica da energia. Também por isto o tema deve ser abordado sob o ponto de vista global. Basta tomar em conta que no espaço que vai da guerra entre a Geórgia e a Rússia (Agosto 2008) e a Cimeira do G 20 (Abril 2009), o preço do barril de crude desceu mais de 100 dólares, de 147 para 44, o que implica a necessidade de revisão em baixa das receitas públicas de certas economias que vivem quase exclusivamente da exploração e venda de petróleo ou gás, como a Rússia, Irão e Venezuela.

No entanto, não é apenas necessário estabelecer um grau de ligação entre subidas e descidas de preços da energia e comportamentos internacionais de determinados Estados. É, também, importante que se percebam por onde circula o transporte dessas fontes energéticas, para termos em conta as rotas e os pontos geoestratégicos fundamentais aos equilíbrios de segurança internacionais. Assim, cerca de 25% das exportações de petróleo no mundo passam pelo estreito de Ormuz, 15% pelo estreito de Malaca e 5% por Bab el-Mandeb, um pequeno estreito que liga o Mar Vermelho e o Golfo de Áden.

Estes indicadores dão, desde logo, uma fotografia muito curiosa sobre um conjunto de problemáticas políticas que habitualmente vemos anunciados nos media, como a agressividade do Irão em não abrir mão das potencialidades do estreito de Ormuz, da vontade de França em estabelecer-se militarmente em Abu Dahib, na outra costa desse mesmo estreito, em frente ao Irão; das turbulências constantes que a pirataria contemporânea fomenta no Golfo de Áden e na costa da Somália; ou ainda a forma competitiva como China e Índia olham para Malaca e para todo o mercado sul-asiático em expansão avançada.

Actualmente pode-se agrupar em três sectores as movimentações políticas a nível global. Por um lado, a grande fatia dos países consumidores, que engloba a China e os EUA. Por outro, o dos produtores, Arábia Saudita, Rússia, Irão, Iraque, Venezuela, Nigéria e Cazaquistão. Por último, o de produtores secundários mas não desprezíveis nestes cálculos: Canadá, Reino Unido, Brasil, Índia, Japão, Noruega e Indonésia.

Distribuição Mundial das Reservas de Petróleo



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

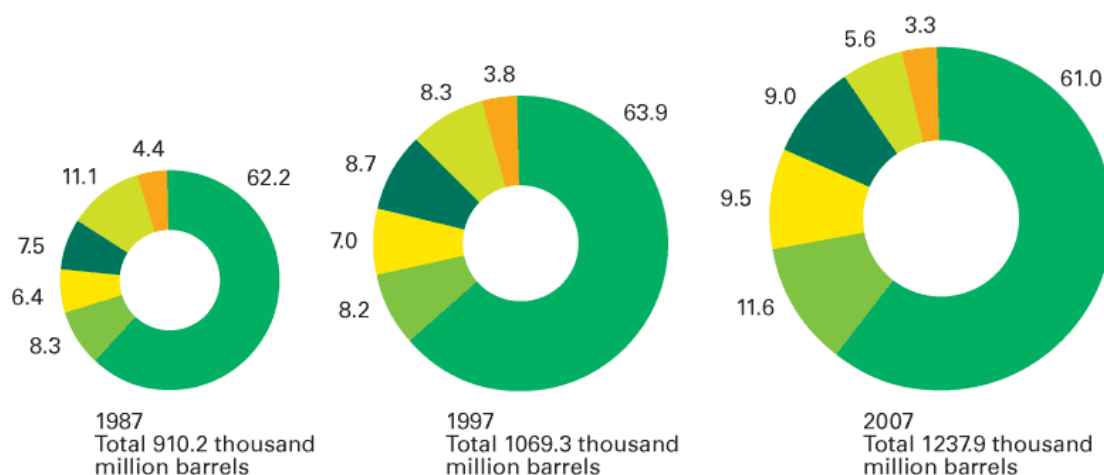
Fig. 35: Distribuição Mundial das Reservas de Petróleo

Há dois aspectos que os Estados não podem alterar: a geografia e a vizinhança. Este gráfico mostra como estão distribuídas as reservas petrolíferas no mundo, com uma especial incidência para o facto de uma região tão reduzida seja portadora da esmagadora maioria das reservas, o Médio Oriente. Certamente que algumas explicações sobre conflitos, importância de estreitos na circulação e comércio, ou tipologia de regimes podem ter neste gráfico a sua razão, mas não se pretende reduzir o comportamento estadual apenas e só à variável energética. O que é evidente é que ela move os Estados e as relações internacionais, e continuará a fazê-lo quanto maior for a dependência energética de muitos Estados consumidores perante um reduzido grupo de Estados produtores.

Evolução das Reservas Conhecidas entre 1987 e 2007

Distribution of proved reserves in 1987, 1997 and 2007
Percentage

■ Middle East
■ Europe & Eurasia
■ Africa
■ S. & Cent. America
■ North America
■ Asia Pacific



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 36: Evolução das Reservas Conhecidas entre 1987 e 2007

Por este gráfico podem retirar-se duas conclusões. A primeira, que a exploração de petróleo - o meio energético mais utilizado no mundo e o que se tem prestado a um papel preponderante na condução da acção interestadual – tem vindo a aumentar nos últimos vinte anos. A segunda, que o peso relativo regional dessa exploração continua a manter-se mais ou menos nos mesmos moldes, ou seja, a grande fatia no Médio Oriente, seguindo-se a Europa e Eurásia (o peso da Rússia é aqui vital) com um crescimento interessante, assim como África no mesmo sentido. Por outro lado, nota-se um decréscimo na produção e exploração petrolífera na América do Norte (EUA e Canadá).

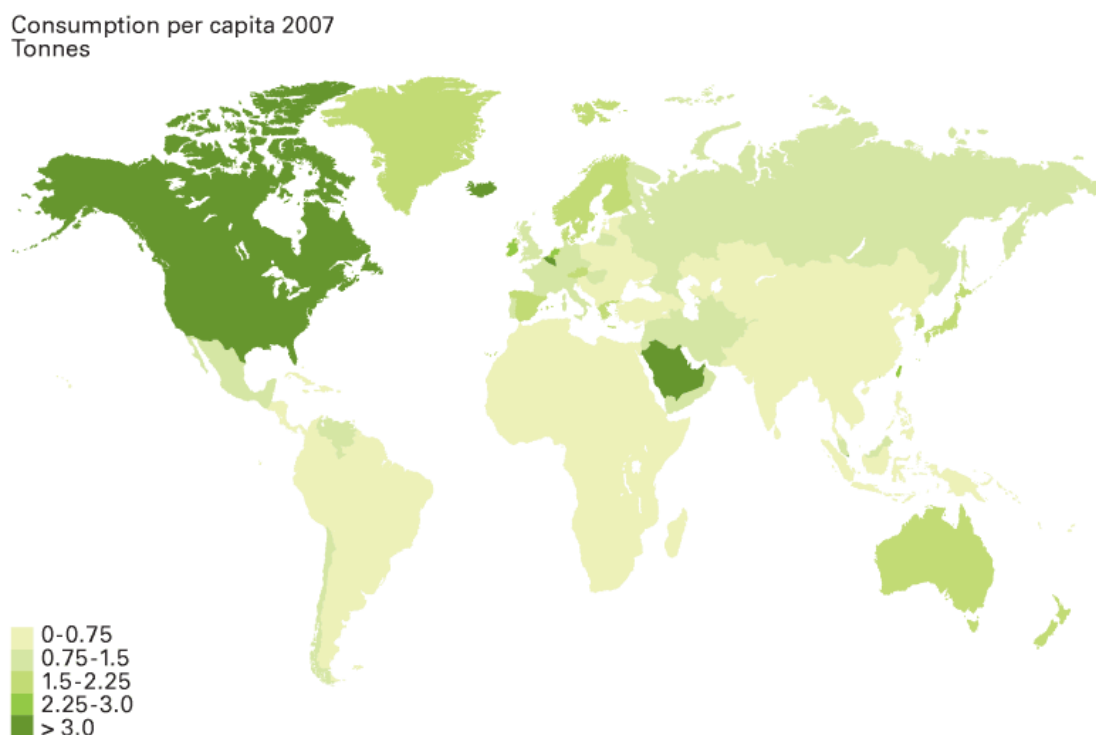
Ora isto permite uma leitura imediata: o Médio Oriente continua a ter um papel determinante na produção de petróleo, embora a Eurásia e África tenham vindo a ser palcos de novas explorações e interesses nesta problemática. Países como a já citada Rússia, o Cazaquistão, o Azerbaijão, Angola ou Nigéria. Através do mapa em baixo, pode-se verificar ainda que a América do Norte e o Médio Oriente são as regiões com maior taxa de consumo, o que indica também que enquanto a produção alimenta o consumo no Médio Oriente, na América do Norte a produção é insuficiente para o volume de consumidores. Pode este facto estar relacionado com a procura de novas reservas noutras zonas do mundo? Esta é uma das equações em cima da mesa. Mas mesmo que não exista uma resposta inequívoca, existe um nexo de causalidade entre procura energética e acção externa por parte de certas

regiões, o que implicará uma actuação fora do seu território e potencialmente geradora de conflitualidade.

Basta atender a que o peso do petróleo nas exportações dos maiores produtores se resume ao seguinte quadro: Arábia Saudita (89%), Irão (83%), Kuwait (94%), Venezuela (92%), Argélia (98%), Líbia (90%), Angola (97%), Nigéria (95%), Rússia (62%). Se por um lado é o sustentáculo destas economias e dos respectivos regimes, por outro revela um sinal alarmante: se não houver exportações, estas economias ficam à beira da ruína.

Ora, um dos comportamentos dos Estados compradores e por via disso, dependentes destes regimes, é o de alcançar um nível elevado de consumo energético alternativo que lhes reduza a dependência e os proteja da flutuação dos preços do petróleo, quer por via da cartelização da OPEP, quer por influência de um qualquer episódio que afecte os preços (catástrofe natural, falências de Bancos, atentados terroristas, conflito entre nações, etc.). O que os próximos anos irão mostrar é se este cenário que privilegia as energias alternativas se manterá ou se os países produtores reagirão e de que forma o farão. A imprevisibilidade continua a marcar a geopolítica da energia.

Consumo de petróleo per capita em 2007

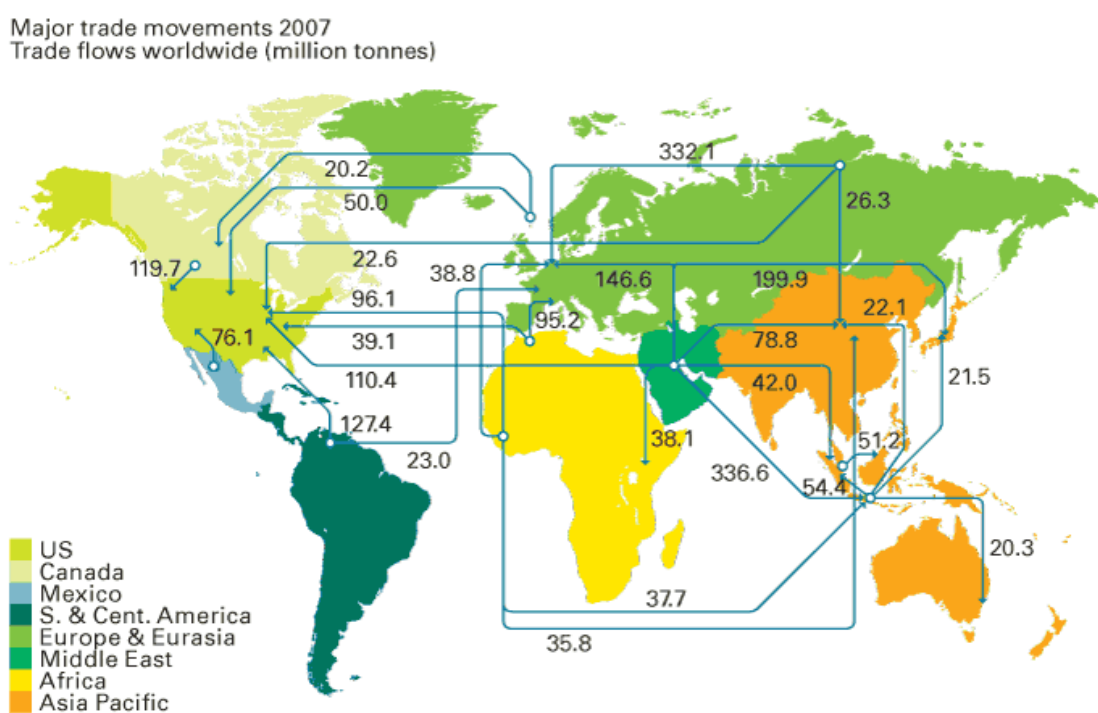


Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 37: Consumo de petróleo per capita em 2007

A dinâmica da globalização energética prova-se pelo gráfico seguinte. Nele verifica-se que a actualidade é dominada por um centro nevrálgico de exportação composto pelos países do Médio Oriente (Arábia Saudita, Irão, Iraque) com destino à Ásia Central, à China e Índia, à África oriental e aos EUA. Um segundo círculo tem a Rússia como protagonista, exportando para a Ásia Central e de Sul, para os EUA e Europa. Um terceiro ponto vital é a Venezuela, que alimenta os EUA e a Europa Ocidental. Num quarto patamar, o Norte de África, com dois destinos praticamente exclusivos, a Europa e os EUA. Outros pontos relevantes são a Indonésia como uma plataforma para a Ásia do Sul e Austrália. O México, para os EUA. A costa ocidental africana, sobretudo a zona do golfo da Guiné, que exporta para o Norte da Europa, EUA e Ásia central. Por outras palavras, a fotografia que se pode tirar é a completa interligação dos Estados por via da compra e venda de energia, criando também por esse prisma ligações mais ou menos próximas, mais ou menos duradouras entre eles.

Movimentos Comerciais Petrolíferos de Maior Importância



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 38: Movimentos Comerciais Petrolíferos de Maior Importância

No que toca ao gás, o quadro é ligeiramente diferente.

Desde logo, porque existe um maior equilíbrio entre a Europa/Eurásia e o Médio Oriente no que diz respeito a reservas de gás conhecidas e exploradas. Podemos mesmo dividir em três grandes grupos os

produtores de gás mundiais. No primeiro, as regiões já citadas, com a Rússia, o Irão, a Noruega e o Reino Unido como os grandes actores destas áreas. No segundo, a Ásia e África, com a China, o Turquemenistão e a Indonésia à cabeça. No terceiro o continente americano, com predominância para os EUA, Canadá, a Venezuela e o Brasil.

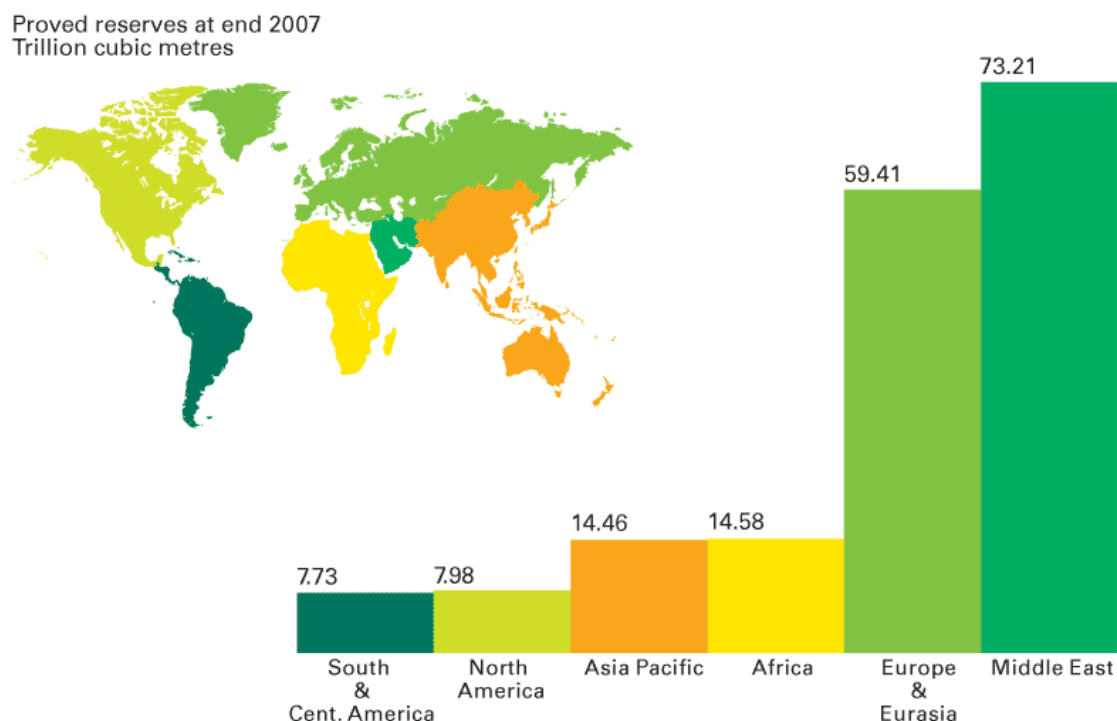
Este equilíbrio entre Europa/Eurásia e Médio Oriente é desde logo um factor de menor tensão entre as regiões, o que não significa que essas crispações não existam dentro de cada região. A primeira conclusão a retirar é que o gás não confere aos países do Médio Oriente uma liderança tão grande como lhe permite a produção e exportação do petróleo, o que lhe retira campo de actuação unilateral no plano internacional.

A segunda conclusão a tirar é que no espaço europeu, a Rússia sendo o grande produtor e tendo grande parte da Europa central e de Leste dependente do fornecimento e transporte do seu gás, lida com essa primazia de acordo com as suas intenções políticas nessa área geográfica. A neutralização de gasodutos alternativos ao espaço russo, como é o caso do BTC (liga o gás do Azerbaijão à Geórgia e à Turquia, abastecendo os Balcãs e a Europa de Leste sem passar pela Rússia) em foco na guerra entre Moscovo e Tbilissi, em Agosto de 2008, ou ainda o Nabucco por via da Turquia, até à Bulgária, Roménia, Hungria e Áustria, são formas de confrontação política no plano das relações bilaterais e multilaterais entre Moscovo e os diversos governos europeus.

Digamos que se se continuar a verificar a dependência europeia actual perante o gás russo – cerca de 25% do gás consumido pela UE – Moscovo vai continuar a comportar-se de forma autoritária perante alguns desses Estados que dependem entre os 70% e os 100% desse fornecimento, como a Áustria, Hungria, República Checa, Bulgária, Grécia, Finlândia, Eslováquia e Lituânia.

No entanto, a UE é produtora de 40% do gás que consome, sendo que 25% exporta da Rússia, 16% da Noruega, 10% da Argélia e o restante de países como a Nigéria, Egipto ou o Qatar. A capacidade produtora da UE confere-lhe maior autonomia, uma autonomia que ainda precisa de ser aumentada e que progrediu bastante desde os tempos da Guerra Fria.

Distribuição Mundial das Reservas de Gás

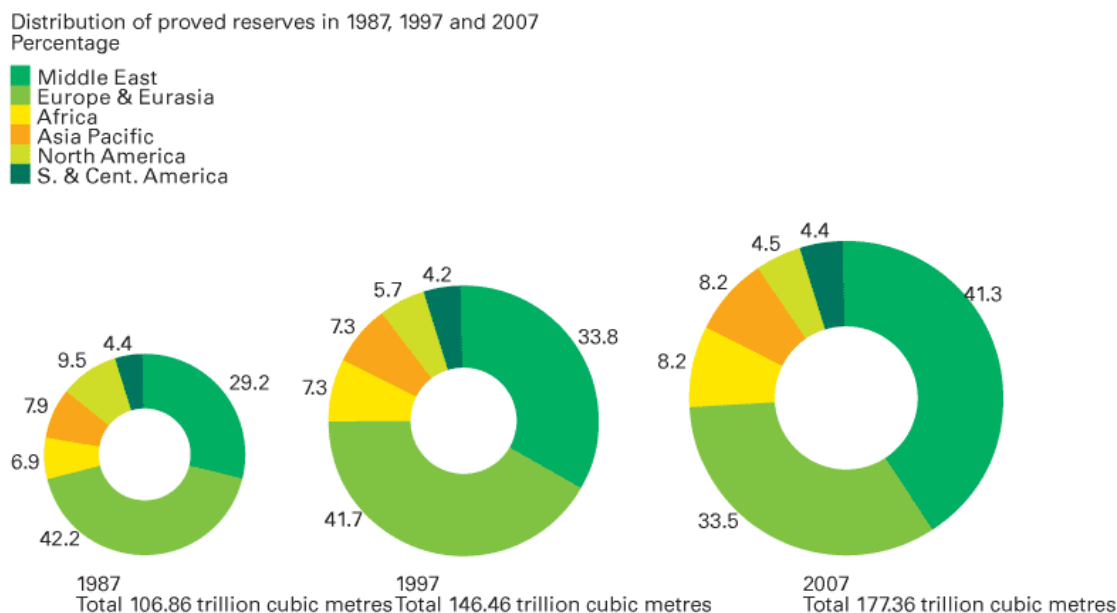


Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 39: Distribuição Mundial das Reservas de Gás

A diversificação das rotas e do transporte de gás é caro e leva naturalmente o seu tempo. Tempo esse que é reflectido precisamente no quadro proposto em baixo. Durante os últimos vinte anos, a distribuição continental da produção mundial de gás não se alterou significativamente. O Médio Oriente continua a ser a região cuja fatia nas reservas conhecidas é maior, tendo mesmo aumentado esse peso relativo; a Europa/Eurásia continua em segundo lugar, tendo mesmo perdido algum peso nessa comparação global; seguindo-se com alguma estabilização nesse peso relativo África, a Ásia/Pacífico, e América Central e do Sul. O dado mais relevante é a perda do peso da América do Norte para metade da percentagem que detinha há vinte anos atrás.

Evolução das Reservas Conhecidas entre 1987 e 2007



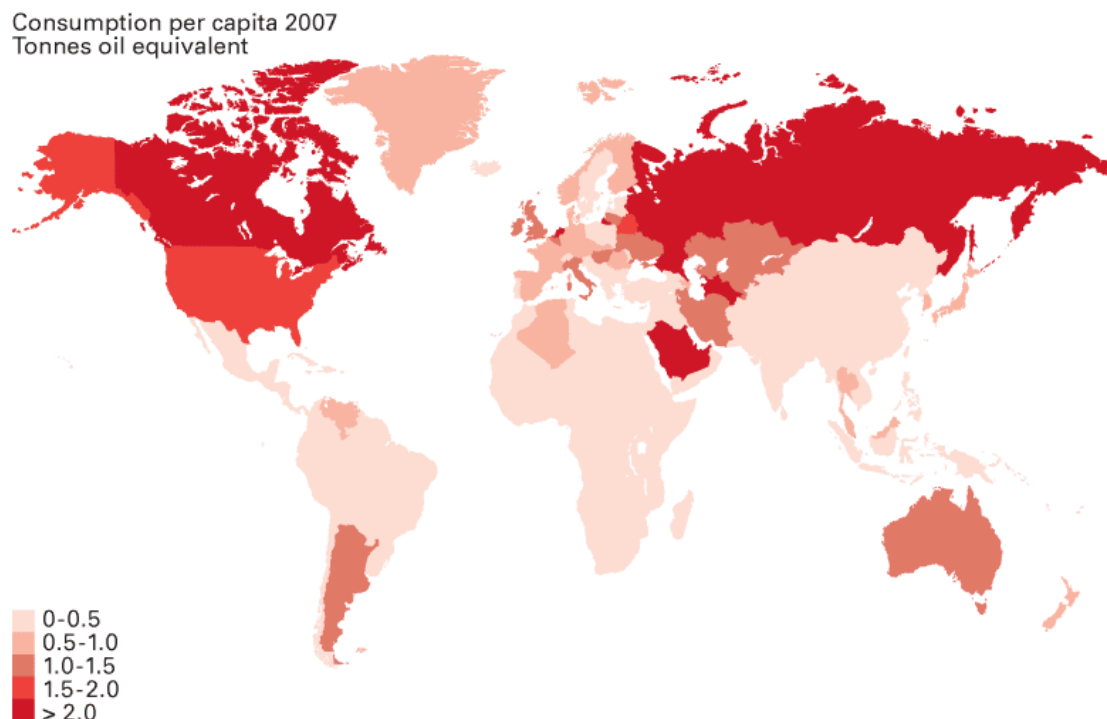
Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 40: Evolução das Reservas Conhecidas entre 1987 e 2007

Para se ter uma leitura geopolítica global do consumo de gás, o gráfico seguinte mostra um dado interessante: as regiões onde se encontram as maiores reservas de gás não são necessariamente as que mais o consomem, o que permite concluir que essas reservas são um instrumento forte de exportação, de autonomia da sua capacidade externa, de projecção regional.

Neste caso, correspondem ao peso de produção o peso do consumo, as regiões do Médio Oriente, Rússia e Sudeste Asiático. Outras zonas com alto consumo per capita, mas que não são palco de volumosas reservas de gás, são por exemplo a América do Norte e a Austrália. Parte do seu comportamento externo pode ser explicada pela dependência energética que possuem.

Consumo de Gás per capita em 2007

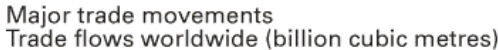


Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 41: Consumo de Gás per capita em 2007

No último desta série de quadros, vemos claramente que o gás dos EUA vem sobretudo do Canadá, que o gás comprado na Europa Central e de Leste é comprado à Noruega e à Rússia, que o Médio Oriente exporta sobretudo para a Europa e Ásia Central e que a Europa Ocidental importa sobretudo do Norte de África (Argélia), costa ocidental africana (Nigéria) e Médio Oriente (Irão). Por aqui se pode ler que muitos dos comportamentos mais voluntaristas e ambiciosos ou prudentes e silenciosos entre produtores e consumidores, moldando por via disso as relações políticas bilaterais.

Movimentos Comerciais de Gás de Maior Importância



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Fig. 42: Movimentos Comerciais de Gás de Maior Importância

Os Próximos 20 Anos

Segundo as previsões da Agência Internacional de Energia, em 2008, podemos vir a ter o seguinte quadro geopolítico nas próximas duas décadas:

- Espera-se que a produção global de petróleo atinja o seu pico em 2030, embora o pico das reservas de petróleo já deve ter sido atingido até lá.
- A maior contribuição para a produção de petróleo global virá dos países da OPEP. O seu peso na produção mundial subirá de 44% (2007) para os 51% (2030). Isto permitir-lhes-á, ainda, um maior peso político enquanto grupo e como países individualmente.
- A Arábia Saudita, o maior produtor mundial de petróleo e aquele que tem as maiores reservas até agora conhecidas no seu território, projectará a sua produção até aos 15 milhões de barris por dia, contrastando com os 10 milhões em 2007. Significa isto uma cristalização da sua sociedade, da sua política e das suas prioridades económicas, o que pode ser um risco regional.
- A crise financeira e económica global de 2008 abrandará apenas por um curto espaço de tempo o consumo energético global. Os combustíveis fósseis (petróleo, gás, carvão) continuarão a dominar o panorama global até 2030, chegando aos 80% do consumo energético global.

- Se as actuais políticas energéticas não forem alteradas pela generalidade dos governos, a procura aumentará 45% entre 2008 e 2030, ou seja, 1,6% em media anual.
- O petróleo continuará a ser o combustível fóssil mais utilizado e requisitado, muito por culpa da sua subsidiarização.
- A China e a Índia contarão juntas como metade da procura global de energia entre 2008 e 2030. O desenvolvimento do Médio Oriente situá-lo-á nos 11%, o que significa que grande parte das suas exportações passarão a ser substituídas pelo consume dessa energia produzida.
- Praticamente todo o aumento da produção de gás e petróleo terá lugar fora dos países da OCDE. Significa isto que aumentará a exposição Ocidental às fontes energéticas fora dessa zona, implicando isso um maior risco quanto a interrupções arbitrárias de abastecimento.
- O mundo investirá 26.3 triliões de dólares em infra-estruturas de abastecimento de energia entre 2008 e 2030, qualquer coisa como 13.6 triliões apenas em produção de electricidade. O resto será na exploração e investimento em gás e petróleo.
- A procura mundial de petróleo crescerá dos 85 milhões de barris por dia em 1987 para os 106 milhões em 2030, sendo a China, Índia, Médio Oriente e outros Estados não Ocidentais os que mais contribuirão para esse facto.
- A procura no Ocidente tenderá a cair, passando o peso relativo da procura mundial ocidental de 57% em 2007 para os 43% em 2030.
- O número de automóveis nas estradas mundiais passará de 650 milhões em 2005 para 1.4 biliões em 2030.
- As emissões de gases continuarão a aumentar, sendo que apenas as relacionadas com o dióxido de carbono aumentarão 45% nestas duas décadas seguintes, com especial contributo da China, Índia e Médio Oriente.

4 Bibliografia

- Faucheux, Noel, *Economia dos Recursos Naturais e do Meio Ambiente*, 1995
- Stiglitz, Joseph, *Making Globalization Work*, 2006
- Stern, Nicholas, *Stern Review: The Economics of Climate Change*, 2006
- IEA-OECD, *World Energy Outlook 2008*
- Krugman, Paul, *International Herald Tribune*, May 2009
- Thatcher, Margaret, *Discurso na 2ª Conferência Mundial sobre Clima*, 1990
- Comissão para as Alterações Climáticas, *Estado do cumprimento do Protocolo de Kyoto*, 2009
- Eurostat, *Energy, Transport and Environmental Indicators*, 2008
- Conservatives, *The Low Carbon Economy – Policy Green Paper n. 8*
- REN, DGEG, Instituto da Água I.P., *Programa Nacional de Barragens com elevado Potencial Hidroeléctrico*, 2007
- Souza, Gustavo, Sousa, Sousa, *PNAEE – an overview on the measures*, 2008
- Costa Silva, António, Artigo de opinião – *Jornal Expresso*, Maio, 2009
- www.quercus.pt
- Vasconcelos, Jorge, *Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the EU Electricity Market*, European University Institute – Robert Schuman Centre for Advanced Studies (Florence School of Regulation), 2008
- ERGEG, *Smart Metering with focus on Electricity Regulation*, 2007
- Moreira da Silva, Miguel, *A comprehensive overview on technical pathways for smart metering fit-and-go*, 2009
- IEA, *In support of the G8 Action Plan*, 2008
- World Bank, *Biofuels and rising food prices*, 2008
- World Bank, *Biofuels: the promise and the risks*, 2007
- World Bank, *Global Food Price Crisis: Trade Policy Origins and Options*, 2008
- Viegas, José Manuel, *O futuro energético português*, 2009
- ERSE, *Mercado Liberalizado – Um ano após 4 de Setembro de 2006*, 2007
- Relatório de Actividades do Conselho de Reguladores do MIBEL, 2007
- OCDE, *Energy Security and Competition Policy*, 2007
- Tomé Saraiva, Pereira da Silva, Ponce de Leão, *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 2002
- Sucena Paiva, José Pedro, *Redes de Energia Eléctrica – uma análise sistémica*, 2007
- ERSE, *Tarifas de GN para o ano gás 2009-2010*, 2009
- ERSE, *Tarifas e Preços de GN para o ano Gás de 2008-2009*

- www.erse.pt
- ERGEG, *End-user price regulation – A position paper*, 2007
- ERSE, *Proposta de alteração do regulamento tarifário do sector do GN – Maior Flexibilidade Tarifária*, 2009
- Newberry, David, *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*, 1999
- BP, *Statistical Review of World Energy 2008*