

CATARINA MENDES LEAL

MAGREBE, ISLAMISMO

E A RELAÇÃO ENERGÉTICA DE PORTUGAL



TRIBUNA

Catarina Mendes Leal

Magrebe, Islamismo

e a relação energética de Portugal



Índice

Índice de Caixas	7
Índice de Figuras	9
Índice de Tabelas	13
Resumo	17

(Parte da Obra publicada em Livro)

Lista de Abreviaturas

Introdução

Parte I: Dinâmicas e Riscos de Instabilidade no Magrebe

Cap. I – Magrebe: Três Nações, Três Caminhos

- 1.1. A Evolução Política do Magrebe
- 1.2. Marrocos: o Caminho entre a Tradição Monárquica e a Democratização
- 1.3. O Tortuoso Caminho da Democracia na Argélia
- 1.4. Tunísia: uma Nova Fórmula Democrática

Cap. II – O Paradoxo Geoeconómico do Magrebe

- 2.1. Dinâmica Económica dos Países do Magrebe – um Breve Olhar
 - 2.1.1. A Realidade Económica de Marrocos
 - 2.1.2. A Economia da Argélia
 - 2.1.3. A Base Económica da Tunísia
- 2.2 Dinâmica Demográfica e Criação de Emprego: um Desajustamento Descontinuado
 - 2.2.1. A Demografia do Magrebe

- 2.2.2. O Modelo Demográfico Magrebino
- 2.2.3. A Transição da Mobilidade Espacial
- 2.2.4. Novas Gerações e Crise de Emprego
- 2.3. Magrebe: um Exportador de Energia e de Pessoas
 - 2.3.1. A Relevância dos Recursos Energéticos do Magrebe: o Caso da Argélia
 - 2.3.2. Movimentos Migratórios no Magrebe

**Cap. III – Riscos de Instabilidade no Magrebe –
o Islão Político *versus* o «Perigo Verde»**

- 3.1. O Islão e as suas Faces
 - 3.1.1. Os Pilares do Islão
 - 3.1.2. A Fronteira entre o Islão Político e o «Perigo Verde»
 - 3.1.3. O Islão Político no Magrebe
- 3.2. Marrocos: a Participação Gradual do Islão na Arena Política
- 3.3. Argélia: Ameaça do «Perigo Verde» Controlada?
- 3.4. Tunísia: a não Aceitação do Islão Político

**Cap. IV – Riscos de Instabilidade
nas Relações Intermagrebina e Regionais**

- 4.1. A União do Magrebe Árabe (UMA)
e as Dificuldades de Relacionamento Intra-Regional
- 4.2. Marrocos *versus* Argélia: um Conflito Ultrapassado?
- 4.3. O Sara Ocidental: um Conflito Adormecido?
- 4.4. Ceuta e Melilla: Riscos nas Relações entre
Espanha e Marrocos?

**Riscos de Instabilidade no Magrebe e
a Segurança Energética de Portugal – Considerações Finais**

(TEXTO EM CD)

Parte II: A Relação Energética de Portugal 19

- Cap. V – Riscos Globais de Segurança no
Abastecimento de Energia 21
 - 5.1. O Panorama Global do Petróleo e do Gás 21
 - 5.1.1. Actores Actuais do Petróleo:
Principais Reservas, Produtores e Fornecedores 21

5.1.2. Actores Actuais de Gás Natural: Principais Reservas, Produtores e Fornecedores	35
5.1.3. NOC & IOC: Quem Domina as Reservas e a Produção dos Hidrocarbonetos?	47
5.2. O Mercado Energético – um Mercado em Mutação	58
5.2.1. O Mercado Energético: Mercado Livre <i>versus</i> Mercantilismo?	58
5.2.2. Alteração das Estratégias e Objectivos das NOC	68
5.3. Vulnerabilidades Críticas das Infra-estruturas Energéticas e Riscos de Turbulências Geopolíticas	77
5.3.1. O Crescente Poder Geopolítico das NOC	77
5.3.2. Geopolítica do Gás Natural – Tendências Actuais e Futuras	98
5.4. Recorrência de Disrupções do Aprovisionamento Energético: Ataques Terroristas, Pirataria e Desastres Naturais	111
Cap. VI – A Política Energética da União Europeia	125
6.1. A Nova Política Energética da União Europeia	125
6.1.1. Antecedentes da Nova Política Energética da União Europeia – um Percurso de Meio Século	125
6.1.2. Energia para um Mundo em Mutação	138
6.2. Os Passos da União Europeia face aos Desafios do Século XXI no Domínio Energético	143
6.2.1. A Europa num Contexto Global	143
6.2.2. Os Grandes Desafios da União Europeia no Sector Energético – o «Triângulo Mágico»	147
6.3. As Relações do Magrebe com a União Europeia – uma Aproximação Gradual	160
6.3.1. Os Três Eixos de Actuação	160
6.3.2. As Relações da União Europeia com o Magrebe do Ponto de Vista Energético	174
Cap. VII – Portugal e Magrebe: Quatro Países, Quatro Realidades no Sector Energético	191
7.1. Portugal e a Dependência do Fornecimento de Hidrocarbone- tos do Magrebe: uma Realidade para Continuar?	191

7.1.1. O Petróleo e o Gás Natural em Portugal: Breve Enquadramento	191
7.1.2. A Estratégia Nacional para a Energia Portuguesa (2007-2010)	207
7.1.3. Caracterização da Cadeia de Valor do Petróleo e do Gás Natural	220
7.1.4. Matriz das Relações Empresariais Nacionais	239
7.2. As Infra-estruturas de Petróleo e de Gás Natural	
Magrebina: Vulnerabilidades e Riscos	264
7.2.1. Hidrocarbonetos em Marrocos	264
7.2.2. As Infra-estruturas de Petróleo e de Gás Natural na Argélia	267
7.2.3. As Infra-estruturas de Petróleo e de Gás Natural na Tunísia	283
 Cap. VIII – O Magrebe e a Segurança no	
Abastecimento de Energia a Portugal	289
8.1. Método Delphi – Explicação	289
8.2. Exercício Delphi: A Sustentabilidade Futura das Relações Luso-magrebina em Termos Energéticos – uma Questão em Aberto	293
8.2.1. Exercício Delphi	293
8.2.2. Exercício Delphi: Construção de Quatro Cenários	300
 Anexo A – Berberes	307
Anexo B – O Islão: Origens	309
Anexo C – Irmandade Muçulmana	311
Anexo D – O Islão e as Dinastias de Marrocos	313
Anexo E – «Teoria do Corpo Triplo do Rei»	317
 Bibliografia	319

Índice de Caixas

(Parte da Obra publicada em Livro)

Caixa 1.1. DRS: O Papel dos Serviços Secretos Argelinos

Caixa 2.1. Relações Económicas Bilaterais entre
Marrocos e Portugal (2007)

Caixa 2.2. Relações Económicas Bilaterais entre
Tunísia e Portugal (2007)

Caixa 2.3. Relações Económicas Bilaterais entre
Argélia e Portugal (2007)

Caixa 2.4. IDE no Magrebe

Caixa 3.1. Confrarias

Caixa 3.2. Marrocos e os Atentados de 16 de Maio de 2003

Caixa 3.3. A Argélia e o 11 de Setembro de 2001

Caixa 4.1. Al-Qaeda

Caixa 6.1. Acordos de Associação Euro-mediterrânicos
UE-Países do Magrebe 167

Índice de Figuras

(Parte da Obra publicada em Livro)

Figura 2.1. Marrocos: Repartição do PIB por Sector em 2006 (%)	
Figura 2.2. Argélia: Repartição do PIB por Sector em 2006 (%)	
Figura 2.3. Tunísia: Repartição do PIB por Sector em 2006 (%)	
Figura 3.1. Crentes em % da População Mundial	
Figura 3.2. Marrocos e o Islamismo Político (2007)	
Figura 3.3. Área de Operações do GSPC	
Figura 3.4. A Argélia e o Islamismo Político (2007)	
Figura 5.1. Principais Reservas de Petróleo Provadas (Finais 2007)	22
Figura 5.2. Estimativas OCDE/IEA: Abastecimento Mundial de Petróleo 2000-2030	26
Figura 5.3. Principais Movimentos de Comércio de Petróleo em 2007 (milhões de toneladas)	29
Figura 5.4. Estimativas OCDE/IEA: Investimento Petrolífero Cumulativo por Actividade (2005-2030)	34
Figura 5.5. Principais Reservas de Gás Provadas (Finais 2007)	36
Figura 5.6. Principais Movimentos de Comércio do Gás Natural em 2007 (BMC)	40
Figura 5.7. Estimativas OCDE/IEA: Investimento Cumulativo na Infra-Estrutura do Fornecimento de Gás Região e Actividade no Cenário Referência (2005-2030)	46
Figura 5.8. As «Novas Sete Irmãs»	49
Figura 5.9. Principais Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural – <i>Ranking</i> de Produção e Reservas (2006)	56

Figura 5.10. As Grandes Companhias Petrolíferas e de Gás e as Respectivas Reservas Petrolíferas e de Gás	63
Figura 5.11. <i>Paying versus Pumping</i>	65
Figura 5.12. NOC-IOC Gap: Reservas <i>versus</i> Produção	66
Figura 5.13. Pontos Fortes das NOC e das IOC	76
Figura 5.14. Consumo Primário de Energia: Cenário Referência (1980-2004/2004-2030)	78
Figura 5.15. Activos de Investimento Estrangeiro dos Petrodólares (US\$ triliões)	81
Figura 5.16. Mapa Mundial da Geopolítica do Petróleo da EIG: Restrições Políticas e Financeiras	87
Figura 5.17. Projecção dos Principais Fornecedores de Gás Natural entre 2002-2020-2040	108
Figura 5.18. Projecção dos Principais Consumidores de Gás Natural entre 2002-2020-2040	109
Figura 5.19. Repartição da Oferta Mundial de GNL por Área Geográfica	110
Figura 5.20. Principais Projecções de Exportações de GNL por Área Geográfica	110
Figura 5.21. Principais Projecções de Importações de GNL por Área Geográfica	111
Figura 5.22. Principais Pontos de Estrangulamento de Petróleo a Nível Mundial	116
Figura 5.23. Rota Marítima do Furacão <i>Katrina</i> a 29 de Agosto de 2005	122
Figura 5.24. <i>Katrina</i> : Choque Integrado	122
Figura 5.25. Rota Marítima do Furacão <i>Rita</i> a 24 de Setembro de 2005	123
Figura 6.1. Aprovisionamento Energético Total de Energia Primária da UE-27 (2004): cerca de 1800 Mtoe	129
Figura 6.2. Dependência da Importação de Energia da UE-27 por País, 2004 (%)	130
Figura 6.3. «Triângulo Mágico» da Energia Europeia	151
Figura 6.4. Investimentos Mundiais no Sector da Energia e nas Infra-estruturas Energéticas (2004-2030)	155

Figura 6.5. UE-27: Importação de Gás Natural em 2005	182
Figura 6.6. Países da UE-27 Importadores de Gás Natural da Argélia (2000-2005)	183
Figura 6.7. Vias de Ligação entre a Argélia e União Europeia: Actuais e Propostas	185
Figura 7.1. Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal (1996-2006)	192
Figura 7.2. Consumo de Energia Final por Sector (2006)	193
Figura 7.3. Intensidade Energética da Economia e Consumo de Energia Final <i>per Capita</i> (2000- 2005)	195
Figura 7.4. Evolução do PIB (Preços Reais) e do Consumo de Energia Final em Portugal e na UE (%) (1994-2003) ...	195
Figura 7.5. Portugal: Importações de Energia (2004)	196
Figura 7.6. Origem das Importações Portuguesas de Petróleo Bruto em 2007 (Tonelada)	197
Figura 7.7. Origem por País das Importações Portuguesas de Gás Natural em 2007 (bcm)	196
Figura 7.8. Risco por País (Médio e Longo Prazo)	199
Figura 7.9. Acordo entre os Países da UE-27 com vista ao Cumprimento dos Objectivos do Protocolo de Quioto para 2008-2012 em Relação às Emissões do Ano Base	203
Figura 7.10. Emissões de Gases de Efeito de Estufa	204
Figura 7.11. Alterações nas Emissões de Gases de Efeito de Estufa Excluindo o LULUCF (%)	204
Figura 7.12. Alterações nas Emissões de Gases de Efeito de Estufa com o LULUCF (%)	205
Figura 7.13. Evolução das Emissões de CO ₂ por Sector de Actividade, em Portugal, entre 2005-2010	206
Figura 7.14. Contexto da Área Energética Nacional	207
Figura 7.15. Estratégia Nacional para a Energia: Solução com cinco Eixos de Actuação	210
Figura 7.16. Quadro Legal para o Sector da Energia (Electricidade, Gás e Petróleo)	211
Figura 7.17. Evolução do Parque Termoeléctrico Português	213
Figura 7.18. Consumo de Energia Primária e Final em Portugal por Sector	215

Figura 7.19. Sector da Energia: Criação de um Mercado Liberalizado e Concorrencial	217
Figura 7.20. Alterações na Cadeia de Valor no Sector da Electricidade e do Gás Natural	218
Figura 7.21. Mercado do Gás Natural: Datas da Liberalização	219
Figura 7.22. Situação Actual das Concessões em Portugal	227
Figura 7.23. Rede Ibérica de Transporte de Gás Natural	233
Figura 7.24. Transporte de Gás Natural em Portugal	234
Figura 7.25. Percurso do Gás Natural para Fornecimento dos Consumidores Portugueses e Empresas Envolvidas	239
Figura 7.26. Partex – Organização das <i>Holdings</i> (2006)	248
Figura 7.27. Partex Oil & Gas– Portfólio de Reservas de Petróleo e de Gás (2004-2005)	250
Figura 7.28. Organização do Grupo EDP	253
Figura 7.29. EDP – Energias do Brasil: Organização	256
Figura 7.30. REN: Organigrama (2007)	258
Figura 7.31. Estruturas Accionistas – Relações Galp, EDP & REN (2007)	262
Figura 7.32. Argélia: Repartição dos Campos Petrolíferos	270
Figura 7.33. Plano de Desenvolvimento da Sonatrach: Segurança de Aprovisionamento (2007)	280
Figura 7.34. Plano de Desenvolvimento da Sonatrach – Segurança dos Mercados/Segurança no Acesso aos Mercados Downstream (2007)	280
Figura 7.35. Plano de Desenvolvimento da Sonatrach – Segurança dos Mercados: Acesso às Reservas Internacionais (2007)	281
Figura 7.36. Tunísia: Exploração de Petróleo e Gás Natural & <i>Pipelines</i> (2008)	288
Figura 8.1. Método Delphi: Passo a Passo	292
Figura 8.2. Peritos: <i>Background</i> Institucional	296
Figura 8.3. Incertezas Críticas	302
Figura 8.4. Matriz – Quatro Cenários Possíveis (2010-2015)	303
Figura A. «Teoria do Corpo Triplo do Rei»	317

Índice de Tabelas

(Parte da Obra publicada em Livro)

- Tabela 1.1. Resultado das Eleições Legislativas de 7 de Setembro de 2007
- Tabela 1.2. Resultado das Eleições Presidenciais de 8 de Abril de 2004
- Tabela 1.3. Resultado das Eleições Legislativas de 17 de Maio de 2007
- Tabela 1.4. Resultado das Eleições Legislativas de 24 de Outubro de 2004
- Tabela 1.5. Resultado das Eleições Presidenciais de 24 de Outubro de 2004
- Tabela 2.1. Análise Comparativa dos Países do Magrebe (2007)
- Tabela 2.2. Principais Indicadores Macroeconómicos – Marrocos (2005-2010)
- Tabela 2.3. Principais Indicadores Macroeconómicos da Argélia (2003-2008)
- Tabela 2.4. Principais Indicadores Macroeconómicos da Tunísia (2003-2008)
- Tabela 2.5. Evolução das Populações do Magrebe, 1950-2025 (Milhões de Habitantes)
- Tabela 2.6. Dados Demográficos
- Tabela 2.7. Indicadores Demográficos (1965-2003)
- Tabela 2.8. Dois tipos de Sistema de Mobilidade no Magrebe no Início do Século XXI
- Tabela 2.9. Indicadores Sociais mais Recentes do Magrebe
- Tabela 2.10. Emprego Informal no Magrebe

Tabela 2.11. Comércio Externo de Marrocos – Principais Sectores de Actividade (2006)	
Tabela 2.12. Comércio Externo da Tunísia – Principais Sectores de Actividade (2005)	
Tabela 2.13. Comércio Externo da Argélia – Principais Sectores de Actividade (2005)	
Tabela 2.14. Dados Migratórios	
Tabela 5.1. Maiores Produtores de Petróleo em 2007	24
Tabela 5.2. Produção de Petróleo por Região em 2007	25
Tabela 5.3. Estimativas OCDE/IEA para a Evolução do Consumo de Petróleo (milhões de barris/dia)	27
Tabela 5.4. Principais Movimentos de Comércio de Petróleo em 2007 (mil barris/dia)	30
Tabela 5.5. Movimentos Inter-Regiões de Petróleo em 2007 (mil de barris/dia)	31
Tabela 5.6. Importações e Exportações de Petróleo em 2007 (milhões de barris/dia)	32
Tabela 5.7. Estimativas OCDE/IEA: Dependência das Importações do Petróleo pelas Maiores Regiões de Importação (%)	33
Tabela 5.8. Maiores Produtores de Gás Natural Em 2007	37
Tabela 5.9. Produção de Gás Natural por Região em 2007	38
Tabela 5.10. Estimativas OCDE/IEA para a Evolução do Consumo de Gás no Cenário Referência (BMC)	39
Tabela 5.11. Movimentos de Comércio do Gás Natural Através de Gasodutos em 2007 (BMC)	41
Tabela 5.12. Movimentos de Comércio do Gás Natural Através de Gasodutos em 2007 (BMC) – Posição das Principais Áreas Exportadoras e Importadoras	43
Tabela 5.13. Movimentos de Comércio do GNL Através de Navios em 2007 (BMC)	45
Tabela 5.14. As «Sete Irmãs» – Repartição do Mercado a Nível Mundial (% Produção)	48
Tabela 5.15. <i>Ranking</i> das 50 Maiores Companhias Petrolíferas Mundiais em 2006	52
Tabela 5.16. Classificação dos <i>Players</i> no Mercado Energético	60

Tabela 5.17. «Hotspots» do Petróleo e do Gás Natural (2005)	112
Tabela 5.18. Principais «Pontos de Estrangulamento» nas Rotas Petrolíferas a Nível Mundial	114
Tabela 6.1. Problemas da Europa	153
Tabela 6.2. Conceito de Segurança Energética	157
Tabela 6.3. Tendências e Desafios no Sector da Energia	160
Tabela 6.4. Dados Energéticos da Argélia, 2007	181
Tabela 7.1. Situação Actual das Concessões em Portugal	225
Tabela 7.2. GALP Energia: Principais Empresas do Grupo (2007) ...	241
Tabela 7.3. GALP Energia: Segmentos de Negócio	242
Tabela 7.4. Partex Oil & Gas – Parceiros a Nível Mundial	249
Tabela 7.5. Partex Oil & Gas– Dividendos da Venda de Petróleo e de Gás (2000-2005) \$US milhões	249
Tabela 7.6. Argélia: Maiores <i>Pipelines</i> de Petróleo Bruto	273
Tabela 8.1. Método Delphi: Tipo de Exercício e Objectivos	290
Tabela 8.2. Peritos Participantes no Exercício Delphi	294
Tabela 8.3. Resultados dos Questionários: Taxa de Respostas & Dados sobre os Peritos	295
Tabela 8.4. Captura de Incertezas Críticas	301
Tabela 8.5. História de Cada Um dos Cenários & Respectives Estratégias a Adoptar por Portugal	303

[RESUMO]

O presente trabalho propõe-se observar, analisar e tentar compreender, tanto quanto possível, se o Islão político, em expansão no Magrebe, pode tornar-se num factor de risco para a segurança energética de Portugal.

O período em análise inicia-se em meados dos anos 50, data em que Marrocos e a Tunísia obtêm a sua independência (a Argélia tornou-se independente em 1962), e estende-se até 2007.

Na Parte I deste trabalho – Dinâmicas e Riscos de Instabilidade no Magrebe – procura-se cobrir as seguintes dimensões do Magrebe:

- i) político-institucionais, através do enquadramento histórico do Magrebe e a evolução política em Marrocos, na Argélia e na Tunísia;
- ii) económico-demográficas, salientando o actual paradoxo geoeconómico desta área, através da análise da economia e dos dados demográficos dos três países em estudo;
- iii) político-religiosas, examinando a emergência e o desenvolvimento do Islão no Magrebe, a importância desta religião na arena política e observando as relações entre o poder e os partidos políticos islamitas, os movimentos islamitas e os grupos islâmicos radicais ou terroristas;
- iv) relações intermagrebina e regionais, avaliando o estado de «paralisia» da UMA, o conflito no Sara Ocidental (o qual impede um avanço na integração económica da região) e a entrada da al-Qaeda naquela área com potenciais consequências para a Europa.

Segue-se as considerações finais onde são expostas as conclusões da investigação realizada, salientando, por um lado, o crescente papel do Islão na arena política dos três países magrebinos; e, por outro, as moda-

lidades de protecção energética de Portugal, face aos riscos decorrentes da turbulência política, terrorista e de conflitos regionais dessa área. Em suma, Portugal e a União Europeia deverão continuar o processo de cooperação com o Magrebe, no sentido de promover a democracia, a paz, a estabilidade e o desenvolvimento social e económico desta área.

A Parte II – A Relação Energética de Portugal – que se publica gravado num CD – tratamos dos seguintes aspectos:

- i) estratégico-institucionais do petróleo e do gás natural a nível mundial, destacando a reorganização empresarial no sector do petróleo e do gás natural e os reflexos na geopolítica energética global;
- ii) as dimensões estratégico-institucionais do petróleo e do gás natural a nível europeu, por um lado, analisando a NPE, e, por outro, a cooperação do ponto de vista energético com os países do Magrebe, no âmbito do Processo de Barcelona;
- iii) a organização da cadeia de valor energética em Portugal, Marrocos, Argélia e Tunísia;
- iv) e realização de um exercício prático sobre a sustentabilidade das relações luso-magrebina do ponto de vista energético.

A bibliografia e os anexos também são publicados incluídos no CD.

PARTE II

A RELAÇÃO ENERGÉTICA DE PORTUGAL

«Avalia-se a inteligência de um indivíduo pela quantidade de incertezas que ele é capaz de suportar.»

Immanuel Kant

Capítulo V

Riscos Globais de Segurança no Abastecimento de Energia

5.1. O Panorama Global do Petróleo e do Gás

5.1.1. Actores Actuais do Petróleo: Principais Reservas, Produtores e Fornecedores

As reservas provadas de petróleo, sondadas ou desenvolvidas, são aquelas calculadas no decorrer da exploração de um campo petrolífero e referidas na área de drenagem de cada sondagem. Ou seja, são as que numa determinada data foram estimadas com uma garantia razoável pela análise dos dados geológicos e do estudo de jazigos, susceptíveis de serem recuperadas no futuro, a partir de reservatórios conhecidos em condições económicas e de exploração existentes nessa mesma data¹.

No transcurso dos últimos 20 anos as reservas mundiais de petróleo têm vindo a aumentar: em 1987 as reservas mundiais provadas existentes eram de 910,2 mil milhões de barris e em 2007 atingiram os 1237,9 mil milhões de barris². Desde 1987 que o rácio das «reservas para produção» (R/P) tem variado entre os 39 e os 43 anos³.

¹ As reservas podem ser provadas não desenvolvidas; não ser provadas; ser prováveis; e ser possíveis.

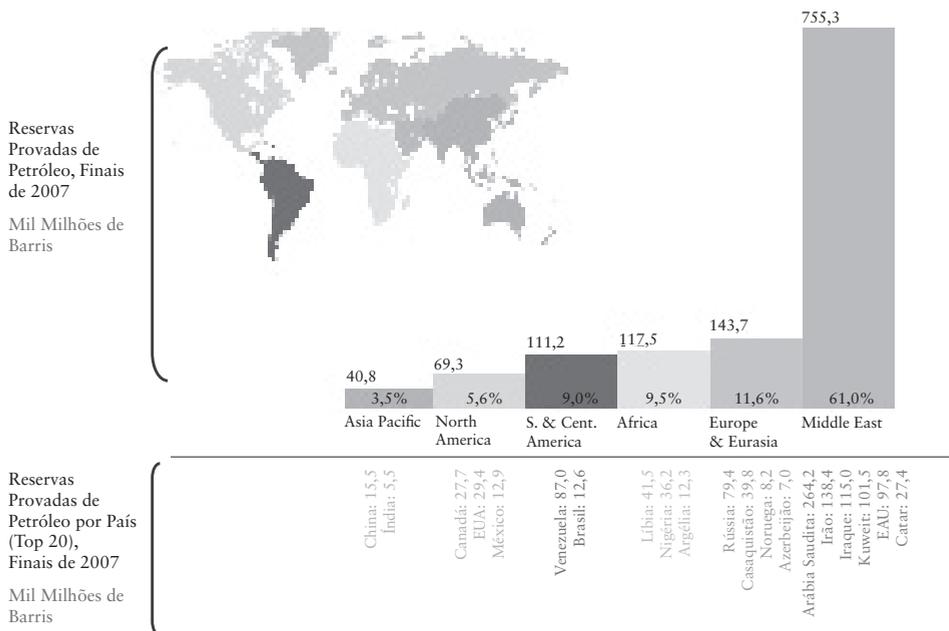
² BP, *op. cit.*, p. 6.

³ OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006* (Paris: OCDE/IEA, 2006), p. 88.

Em 2007 as reservas mundiais de petróleo aumentaram pouco e o rácio «reservas para produção» (R/P) foi de 41,6 anos.

Actualmente, as principais reservas de petróleo encontram-se distribuídas por quatro continentes: África, América, Europa e Ásia.

Figura 5.1. Principais Reservas de Petróleo Provadas (Finais 2007)



* Apenas estão indicados os 20 países com as maiores reservas de petróleo

* Apenas estão indicados os 20 países com as maiores reservas de petróleo.

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy, 2008*, pp. 6-7.

Como se pode verificar pela figura 5.1, o Médio Oriente é a região que concentra as maiores reservas de petróleo provadas (61%), destacando-se a Arábia Saudita (21,3%) e o Irão (11,2%). Logo de seguida, em termos de conjunto, a Europa e a Euro-Ásia também possuem reservas de petróleo (11,6%). No *ranking* dos 20 países com maiores reservas provadas de petróleo surge em primeiro lugar a Arábia Saudita. Fora do Médio Oriente, temos a Venezuela (7%) e a Rússia (6,4%). Outro dado

interessante é o facto de as áreas de maior crescimento e de maior consumo – Ásia e EUA – serem as que detêm menos reservas.

Nos últimos 10 anos, as perfurações têm-se concentrado na América do Norte, uma região de produção madura com limites para potenciais novas descobertas. Menos de 2% de novos poços perfurados não testados estão no Médio Oriente, embora se pense que esta região detém 30% de petróleo bruto e de condensados por descobrir, sendo também a área em que a dimensão média dos novos campos descobertos entre 1995 e 2005 é mais elevada.

O tamanho dos campos que têm sido descobertos tem vindo a diminuir, em grande parte devido ao facto de a exploração e a actividade de avaliação se terem focalizado, sobretudo, em bacias existentes. Porém, a utilização de novas tecnologias tem aumentado com sucesso a taxa de descobertas, sobretudo, desde 1988, pressionada pelo aumento global da procura e em resultado do aumento da exploração e da actividade de avaliação.

Segundo o *World Energy Outlook 2006*⁴, espera-se que a exploração e a perfuração aumentem e compensem o declínio dos actuais campos e a conseqüente necessidade de desenvolvimento de novos reservatórios – sobretudo na área do «Middle East and North Africa» (MENA), onde se pensa que se encontrarão novos campos. As reservas provadas já são mais elevadas do que a produção cumulativa que irá ser necessária até 2030 para responder à procura. Porém, irá ser preciso mais petróleo para ser acrescentado à categoria de provado se a produção não atingir o pico antes. De acordo com o *US Geological Survey* (USGS, 2000), espera-se que recursos convencionais por descobrir em condições economicamente viáveis alcancem os 880 mil milhões de barris (incluindo gás natural líquido ou gás natural liquefeito).

Olhando para as tabelas 5.1 e 5.2 conclui-se que as posições em termos de produção correspondem às das reservas de petróleo provadas (figura 5.1) (ao contrário do que se passa no sector do gás natural, como se verá no ponto seguinte), ou seja, o Médio Oriente é a região que possui maiores reservas e é a que mais produz, sobressaindo a Ará-

⁴ Cf. OCDE/IEA, *op. cit.*, p. 90.

bia Saudita; segue-se-lhe a Europa e a Euroásia, destacando-se a Federação Russa.

Apenas a região do Médio Oriente tem um nível de produção inferior ao valor percentual que detém no âmbito das reservas mundiais. Todas as restantes regiões produzem, em termos percentuais, acima do seu nível de reservatórios.

As quotas de fornecimentos globais do Médio Oriente, de África e da Federação Russa cresceram em 2006, enquanto as da América do Norte, da Ásia, da América Latina e da Europa decresceram. Esta evolução é consistente com as tendências de longo prazo⁵.

Tabela 5.1. Maiores Produtores de Petróleo em 2007

	Países Produtores	2007 (mil barris/dia)	2007 (%)
1	Arábia Saudita	10 413	12,6
2	Federação Russa	9978	12,6
3	EUA	6879	8,0
4	Irão	4401	5,4
5	México	3477	4,4
6	China	3343	4,8
7	Canadá	3309	4,1
8	Emirados Árabes Unidos	2915	3,5
9	Kuweit	2626	3,3
10	Venezuela	2613	3,4
11	Noruega	2556	3,0
12	Nigéria	2356	2,9
13	Iraque	2145	2,7
14	Argélia	2000	2,2
15	Líbia	1848	2,2
16	Brasil	1833	2,3

⁵ Cf. BP, *op. cit.*, p. 6.

	Países Produtores	2007 (mil barris/dia)	2007 (%)
17	Angola	1723	2,2
18	Reino Unido	1636	2,0
19	Cazaquistão	1490	1,8
20	Qatar	1197	1,4
21	Indonésia	969	1,2
22	Índia	801	1,0

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 8.

Tabela 5.2. Produção de Petróleo por Região em 2007

	Regiões Produtoras	2007 (mil barris/dia)	2007 (%)
1	Médio Oriente	25 176	30,8
2	Europa e Euroásia	17 835	22,0
3	América do Norte	13 665	16,5
4	África	10 318	12,5
5	Ásia/Pacífico	7907	9,7
6	América do Sul e Central	6633	8,5
Total		81 533	100,0

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 8.

Segundo a BP⁶, a produção global de petróleo caiu 130 000 barris/dia em 2007, ou seja, 0,2%, representando o primeiro declínio desde 2002. Os cortes de produção da OPEP conduziram a um declínio de 350 000 barris/dia e deveram-se ao impacto cumulativo dos cortes de produção implementados em Novembro de 2006 e em Fevereiro de 2007. Entre os 10 países participantes nos cortes de produção, o *output* do crude caiu 900 000 barris/dia. O *output* da Arábia Saudita caiu 440 000 barris/dia, o maior declínio registado a nível mundial em 2007. Em relação a Angola e ao Iraque, verificaram-se aumentos de

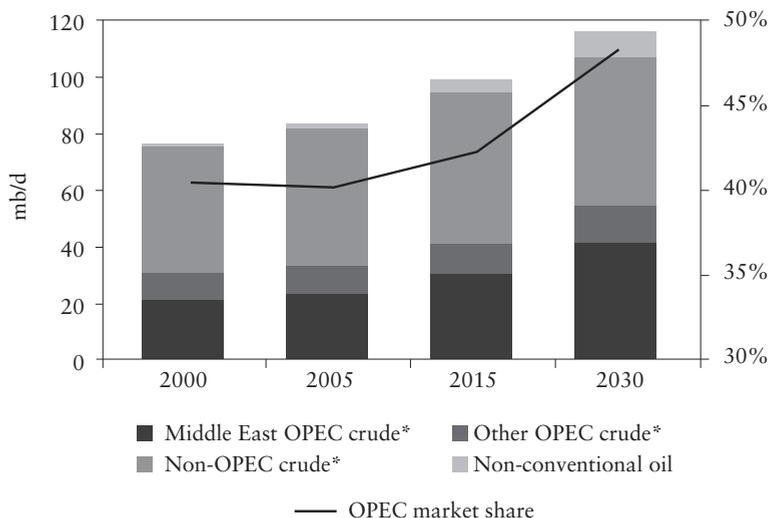
⁶ Cf. BP, *op. cit.*, pp. 3-10.

outputs da produção em 302 000 barris/dia e 146 000 barris/dia respectivamente.

A produção da OCDE voltou a cair devido aos declínios registados no México e na Noruega de mais de 200 000 barris/dia em cada um destes países. A produção da ex-União Soviética cresceu praticamente 500 000 barris/dia graças ao aumento de *outputs* da Rússia e do Azerbaijão em mais de 200 000 barris/dia.

Em termos de perspectivas, segundo o *World Energy Outlook 2006*, entre 2000 e 2030 assistir-se-á a um aumento de fornecimento de petróleo por parte dos produtores, conforme mostra a figura seguinte:

**Figura 5.2. Estimativas OCDE/IEA:
Abastecimento Mundial de Petróleo 2000-2030**



Fonte: OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, p. 95.

A quota de produção controlada pelos membros da OPEP, sobretudo do Médio Oriente, crescerá significativamente até 2030. Nos países não OPEP, a produção crescerá mais lentamente no mesmo período.

A produção convencional de petróleo contribuirá para o aumento do aprovisionamento do petróleo entre 2005 e 2030, apesar de os recursos não convencionais também desempenharem um importante papel (como se pode ver pela figura 5.2).

Em 2007 o consumo global do petróleo cresceu 1 milhão de barris/dia (1,1%), alcançando os 85,2 milhões barris/dia, ligeiramente abaixo da média dos últimos 10 anos.

O consumo das regiões exportadoras de petróleo do Médio Oriente, América Central e do Sul e África representou dois terços do crescimento de consumo mundial. A região Ásia-Pacífico cresceu 2,3%, praticamente na linha do seu crescimento médio histórico, apesar de na China e no Japão ter sido abaixo da média, com um forte crescimento em algumas economias emergentes.

Nos países da OCDE o consumo caiu 0,9%, isto é, praticamente 400 000 barris/dia.

O consumo de petróleo a nível global tem uma distribuição geográfica bastante desigual. A área que mais consome é, sem dúvida, a América do Norte; em termos de consumo *per capita* os EUA são o maior consumidor. Segue-se a região Ásia/Pacífico, área onde o Japão apresenta o maior consumo *per capita*. Em relação à capacidade de refinação, a Europa e a Euroásia encontram-se à frente, sendo seguidas de perto pela área Ásia/Pacífico e pela América do Norte. Com excepção dos EUA e da Federação Russa, os grandes países produtores de petróleo não são grandes consumidores.

Em termos de perspectivas futuras, o consumo continuará a crescer de forma contínua até 2030, a uma taxa média anual de 1,3%.

Tabela 5.3. Estimativas OCDE/IEA para a Evolução do Consumo de Petróleo (milhões de barris/dia)

	1980	2004	2005	2010	2015	2030	2005-2030**
OECD	41,9	47,5	47,7	49,8	52,4	55,1	0,6%
North America	21,0	24,8	24,9	26,3	28,2	30,8	0,9%
<i>United States</i>	17,4	20,5	20,6	21,6	23,1	25,0	0,8%
<i>Canada</i>	2,1	2,3	2,3	2,5	2,6	2,8	0,8%
<i>Mexico</i>	1,4	2,0	2,1	2,2	2,4	3,1	1,6%
Europe	14,7	14,5	14,4	14,9	15,4	15,4	0,2%
Pacific	6,2	8,2	8,3	8,6	8,8	8,9	0,3%

	1980	2004	2005	2010	2015	2030	2005-2030**
Transition economies	8,9	4,3	4,3	4,7	5,0	5,7	1,1%
Russia	n.a.	2,5	2,5	2,7	2,9	3,2	1,0%
Developing countries	11,4	27,2	28,0	33,0	37,9	51,3	2,5%
Developing Asia	4,4	14,2	14,6	17,7	20,6	29,7	2,9%
<i>China</i>	1,9	6,5	6,6	8,4	10,0	15,3	3,4%
<i>India</i>	0,7	2,6	2,6	3,2	3,7	5,4	3,0%
<i>Indonesia</i>	0,4	1,3%	1,3	1,4	1,5	2,3	2,4%
Middle East	2,0	5,5	5,8	7,1	8,1	9,7	2,0%
Africa	1,4	2,6	2,7	3,1	3,5	4,9	2,4%
<i>North Africa</i>	0,5	1,3	1,4	1,6	1,8	2,5	2,4%
Latin America	3,5	4,8	4,9	5,1	5,6	7,0	1,5%
<i>Brazil</i>	1,4	2,1	2,1	2,3	2,7	3,5	2,0%
Int. marine bunkers	2,2	3,6	3,6	3,8	3,9	4,3	0,6%
World	64,4	82,5	83,6	91,3	99,3	116,3	1,3%
<i>European Union</i>	n.a.	13,5	13,5	13,9	14,3	14,1	0,2%

*Includes stock changes. **Average annual growth rate

n.a.: Not available.

Fonte: OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, p. 86.

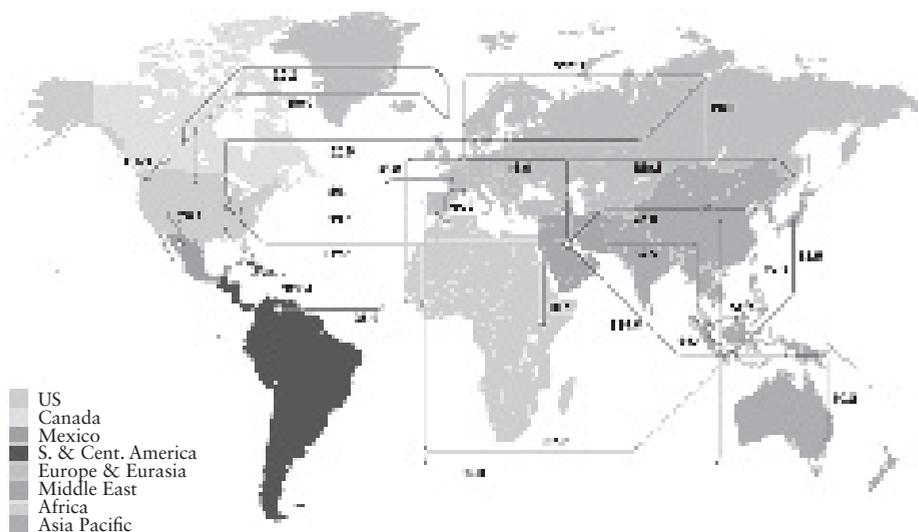
Em 2030 estima-se que o consumo de petróleo atinja os 116 milhões de barris/dia, contra os 83,6 milhões de barris/dia em 2005.

A maior parte da procura petrolífera virá dos países em desenvolvimento, em que o crescimento económico é a principal alavanca. Em relação aos países da OCDE, apesar de em 2030 serem os que apresentam maior consumo petrolífero, a verdade é que o ritmo de crescimento do consumo é mais lento do que o dos países em desenvolvimento.

Em 2007, o comércio internacional de crude e de produtos petrolíferos refinados cresceu, apesar dos cortes de produção da OPEP e do aumento de consumo nos países exportadores de petróleo. Parte deste crescimento verificou-se em produtos refinados, reflectindo os constrangimentos de desequilíbrio no sistema mundial de refinação.

Para transportar os crudes desde os centros de produção – poços ou jazidas – até às refinarias e centros de distribuição é necessário realizar investimentos consideráveis, quer em oleodutos (que vão desde o poço ao porto de expedição mais próximo e do porto de importação às refinarias), quer em navios-cisterna. Na distribuição dos produtos derivados são normalmente utilizados comboios ou camiões-cisterna.

Figura 5.3. Principais Movimentos de Comércio de Petróleo em 2007
(milhões de toneladas)



*O mapa ilustra os movimentos de crude e de produtos entre as fontes de produção e as regiões de consumo. Estão excluídos os movimentos intra-regiões (por exemplo, o movimento de crude e de produtos entre países europeus).

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy, 2008*, p. 21.

Olhando para a Figura 5.3 e para as tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 conclui-se que, em 2007, a região que mais exportou petróleo foi o Médio Oriente (975,3 milhões de toneladas ou 19 680 mil barris/dia). As suas exportações destinaram-se praticamente para todos os continentes (África, Ásia, América e Europa), destacando-se a região Ásia/Pacífico (13 284 mil barris/dia). O segundo maior exportador mundial de petróleo, no mesmo ano, foi a Federação Russa (7155 mil barris/dia). O seu principal destinatário foi, sem dúvida, a Europa (6726 mil barris/dia).

Tabela 5.4. Principais Movimentos de Comércio de Petróleo em 2007 (mil barris/dia)

Trade movements	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Change 2008 over 2006	2007 share of total
Thousand barrels daily													
Imports													
US	9907	10382	10550	11092	11618	11357	12254	12898	13525	13612	13632	0,1%	24,9%
Europe	10421	11017	10670	11070	11531	11895	11993	12538	13261	13461	13953	3,6%	25,4%
Japan	5735	5259	5346	5329	5202	5070	5314	5203	5225	5201	5032	-3,2%	9,2%
Rest of World*	14827	14438	15050	15880	16436	16291	17191	18651	19172	20287	22207	9,5%	40,5%
TOTAL WORLD	40890	41096	41616	43371	44787	44613	46752	49290	51182	52561	54824	4,3%	100,0%
Exports													
US	976	1011	956	890	910	904	921	991	1129	1317	1439	9,3%	2,6%
Canada	1492	1603	1520	1703	1804	1959	2096	2148	2201	2330	2457	5,5%	4,5%
Mexico	1767	1770	1739	1814	1882	1966	2115	2070	2065	2102	1975	-6,0%	3,6%
South & Central America	3219	3240	3145	3079	3143	2965	2942	3233	3528	3681	3570	-3,0%	6,5%
Europe	1463	1344	1851	1967	1947	2234	2066	1993	2149	2173	2273	4,6%	4,1%
Former Soviet Union	3413	3569	4019	4273	4679	5370	6003	6440	7076	7155	8334	16,5%	15,2%
Middle East	18184	18702	18341	18944	19098	18062	18943	19630	19821	20204	19680	-2,6%	35,9%
North Africa	2743	2712	2726	2732	2724	2620	2715	2917	3070	3225	3336	3,4%	6,1%
West Africa	3102	3094	2985	3293	3182	3134	3612	4048	4358	4704	4830	2,7%	8,8%
Asia Pacific †	3841	3496	3543	3736	3914	3848	3978	4189	4243	4312	5274	22,3%	9,6%
Rest of World*	690	556	791	940	1506	1551	1361	1631	1542	1359	1656	21,8%	3,0%
TOTAL WORLD	40890	41097	41616	43371	44789	44613	46752	49290	51182	52561	54824	4,3%	100,0%

* Includes unidentified trade.

† Excludes Japan.

Note: Annual changes and shares of total are calculated using thousand barrels daily figures.

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2008, p. 20.

Tabela 5.5. Movimentos Inter-Regiões de Petróleo em 2007 (mil de barris/dia)

Inter-area movements 2007		To										Total	
From	US	Canada	Mexico	S. & Cent. America	Europe	Africa	Australasia	China	Japan	Singapore	Other Asia Pacific		Rest of World
US	-	226	231	450	329	30	9	6	88	15	22	33	1439
Canada	2426	-	1	†	10	-	-	9	7	3	†	-	2457
Mexico	1533	26	-	194	176	-	-	-	-	4	38	4	1975
S. & C. America	2592	109	60	-	469	41	†	278	9	3	7	3	3570
Europe	1038	408	106	156	-	300	3	9	14	8	34	195	2273
Former Soviet Union	467	42	-	35	6726	4	†	532	166	4	220	137	8334
Middle East	2218	140	16	91	2957	772	154	1587	4032	844	6806	63	19680
North Africa	795	182	3	113	1923	87	-	93	6	3	129	-	3336
West Africa	1933	81	3	425	781	77	2	719	45	4	758	-	4830
East & Southern Africa	-	-	-	†	3	-	-	255	103	19	27	-	407
Australasia	4	-	-	†	†	-	-	29	67	191	252	†	543
China	13	1	1	50	18	3	3	-	26	77	202	5	399
Japan	54	8	14	†	19	1	32	64	-	22	26	1	241
Singapore	15	†	4	6	25	21	192	69	27	-	1069	11	1440
Other Asia Pacific	235	5	11	99	85	12	408	458	441	1132	-	5	2892
Unidentified	308	125	-	†	432	-	26	†	-	-	117	†	1008
TOTAL IMPORTS	13632	1354	451	1620	13953	1350	830	4111	5032	2329	9705	457	54824

* Includes changes in the quantity of oil in transit, movements not otherwise shown, unidentified military use, etc.
 † Less than 0,05.

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2008, p. 20.

Tabela 5.6. Importações e Exportações de Petróleo em 2007
(milhões de barris/dia)

Imports and exports 2007	Thousand barrels daily			
	Crude imports	Product imports	Crude exports	Product exports
US	10073	3560	123	1316
Canada	979	375	1879	579
Mexico	10	441	1828	148
S. & Cent. America	847	773	2313	1258
Europe	10890	3063	585	1688
Former Soviet Union	2	132	6360	1974
Middle East	117	206	17262	2419
North Africa	179	178	2721	615
West Africa	68	234	4706	123
East & Southern Africa	514	176	385	22
Australasia	548	282	310	233
China	3277	834	73	326
Japan	4118	914	†	240
Singapore	1028	1301	16	1424
Other Asia Pacific	7187	2518	885	2007
Unidentified*	–	–	392	616
TOTAL WORLD	39836	14988	39836	14988

* Includes changes in the quantity of oil in transit, movements not otherwise shown, unidentified military use, etc.

† Less than 0.05.

Note: Bunkers are not included as exports. Intra-area movements (for example, between countries in Europe) are excluded.

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 21.

Em relação aos principais importadores, em 2007, a Europa ocupou a primeira posição (13 953 mil barris/dia), seguindo-se-lhe os EUA (13 632 mil barris/dia).

Em termos de perspectivas futuras de fluxos comerciais inter-regionais⁷, estima-se um rápido crescimento até 2030, ao mesmo tempo que o *gap* entre a produção indígena e a procura aumenta em todas as regiões. O volume das trocas irá aumentar de 40 milhões de barris/dia, em 2005, para 51

⁷ OCDE/IEA, *op. cit.*, p. 94.

milhões barris/dia, em 2015, e 63 milhões barris/dia, em 2030. O Médio Oriente irá registar o maior aumento nas suas exportações (passará de 20 milhões de barris/dia, em 2005, para 35 milhões de barris/dia, em 2030).

As grandes regiões importadoras de petróleo importarão mais petróleo no final do período considerado, quer em termos absolutos, quer em proporção com o seu consumo total de petróleo. O aumento será mais forte nos países em desenvolvimento na Ásia, onde as importações passarão de 48% da procura em 2004 para 73% em 2030 (*vide* tabela 5.7). Entre as três regiões da OCDE, a dependência da Europa é a que registará um maior crescimento, passando de 58% para 80%; esta situação dever-se-á ao aumento da procura e à queda da produção local. A OCDE como um todo importará dois terços do Médio Oriente para responder às suas necessidades internas.

As crescentes exportações de petróleo do Médio Oriente irão concentrar a atenção na vulnerabilidade das disrupções do aprovisionamento de petróleo, tanto mais que o volume das exportações adicionais irá envolver transportes e rotas marítimas susceptíveis de serem alvos para a pirataria, ataques terroristas e acidentes.

Tabela 5.7. Estimativas OCDE/IEA: Dependência das Importações do Petróleo pelas Maiores Regiões de Importação (%)

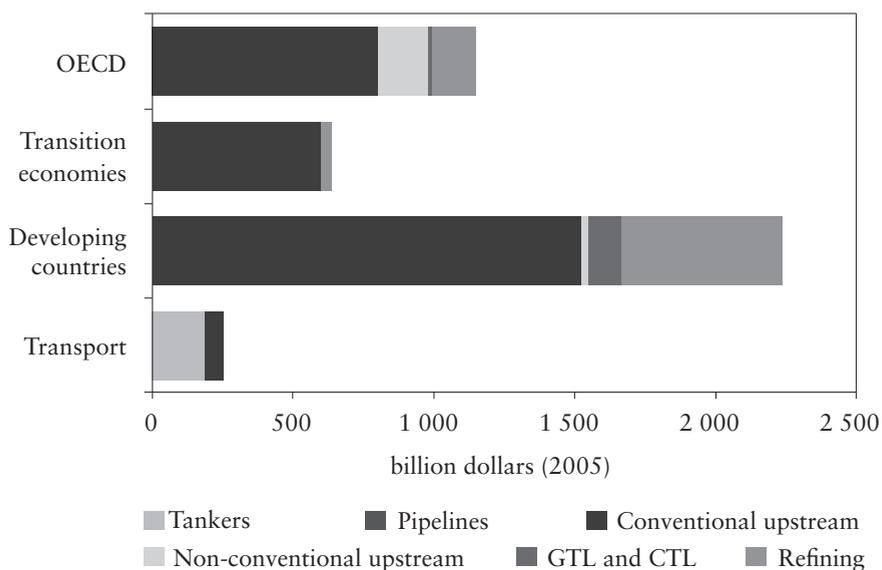
	1980	1990	2004	2010	2015	2030
OECD	59%	53%	56%	60%	62%	65%
North America	32%	31%	42%	45%	46%	49%
<i>United States</i>	41%	46%	64%	66%	69%	74%
Europe	82%	67%	58%	69%	75%	80%
Pacific	92%	90%	93%	91%	93%	95%
<i>Japan</i>	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<i>Korea</i>	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Developing Asia	-2%	6%	48%	57%	63%	73%
<i>China</i>	-9%	-16%	46%	55%	63%	77%
<i>India</i>	69%	44%	69%	72%	77%	87%
<i>European Union</i>	-	-	79%	85%	89%	92%

Fonte: OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, p.101.

Finalmente, antes de terminar este ponto, há que mencionar a questão do investimento neste sector. Segundo a publicação *World Energy Outlook 2006*⁸, os investimentos no sector do petróleo – dos quais três quartos se destinam à produção petrolífera – totalizarão mais de US\$4,3 triliões no período 2005-2030 (ou US\$164 biliões por ano). Mais de metade de todas as necessidades de investimento no mundo serão registadas nos países em desenvolvimento, onde o aumento da procura e da produção serão mais rápidos. Só no caso da China será necessário investir cerca de US\$3,7 triliões – o que corresponde a 18% do total mundial. As necessidades de investimento aumentarão em cada década, em virtude de as infra-estruturas se irem tornando obsoletas.

O sector *upstream* é o que necessita de maior investimento. Com efeito, praticamente três quartos dos investimentos no *upstream* serão necessários para manter a actual capacidade.

Figura 5.4. Estimativas OCDE/IEA:
Investimento Petrolífero Cumulativo por Actividade (2005-2030)



Fonte: OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, p.103.

⁸ OCDE/IEA, *op. cit.*, p. 102.

Não existem garantias da concretização de todos os investimentos necessários. Nacionalismos, políticas dos governos, diversos factores geopolíticos, mudanças inesperadas nos custos e preços das energias, juntamente com as novas tecnologias, podem ameaçar as oportunidades e incentivos para empresas privadas e públicas investirem em diversos sectores da energética.

Em síntese, a procura mundial de combustíveis tem-se mantido muito activa, sendo conduzida pela China, Índia e México. No aumento da procura chinesa predominam os sectores petroquímico, agrícola e da construção. A forte expansão da economia norte-americana, bem como o crescimento económico e populacional no Médio Oriente, fornece componentes adicionais para o incremento da procura global. O ritmo de crescimento global da oferta não acompanha a expansão da procura, sobretudo devido à menor produção no mar do Norte e aos cortes na produção na Nigéria e no Iraque.

5.1.2. Actores Actuais de Gás Natural: Principais Reservas, Produtores e Fornecedores

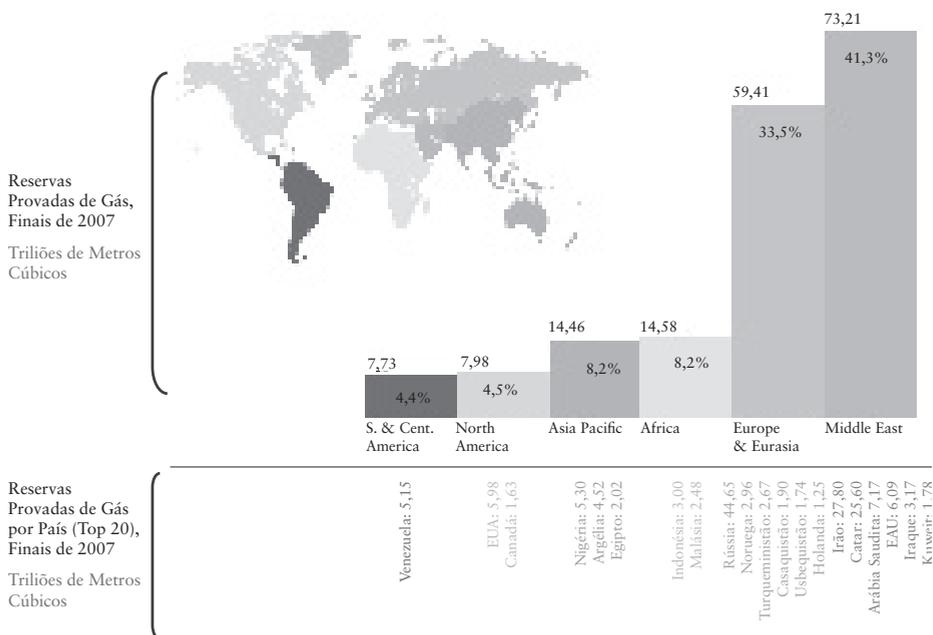
Apesar de as reservas de gás natural serem limitadas, são muito importantes e as estimativas da sua dimensão continuam a aumentar à medida que as novas técnicas de exploração e de extracção são descobertas. As reservas de gás natural são abundantes; porém, estão geograficamente distribuídas de forma desigual pelo mundo. Segundo as estimativas, uma quantidade significativa de gás natural está ainda por descobrir.

No transcurso dos últimos 20 anos as reservas mundiais de gás natural multiplicaram-se por dois, tendo alcançado, em 2000, os 150,19 trilhões de metros cúbicos.

Em relação à produção a níveis actuais, o rácio mundial de R/P de gás natural situa-se entre 10,3 anos (na América do Norte) e os 76,6 anos (em África). Ou seja, o tempo que as reservas existentes poderão durar, caso se mantenham os actuais níveis de produção. Em 2007 o rácio R/P declinou para 60,3 anos, apesar das reservas terem aumentado um trilhão de m³. Foram os aumentos registados na Indonésia, Irão e China os que mais contribuíram para este crescimento.

As principais reservas de gás provadas encontram-se distribuídas por quatro continentes: África, América, Europa e Ásia.

Figura 5.5. Principais Reservas de Gás Provadas (Finais 2007)



* Apenas estão indicados os 20 países com as maiores reservas de gás.

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, pp. 22-23.

Como se pode verificar pela figura 5.5, o Médio Oriente é a região que concentra as maiores reservas de gás provadas, destacando-se o Irão e o Qatar. Logo de seguida, a Europa e a Euroásia também possuem importantes reservas de gás natural. Porém, em termos de países, a Rússia é o território que possui, a nível mundial, as maiores reservas de gás.

Olhando para as tabelas 5.8 e 5.9 e para a figura 5.5, conclui-se que as posições em termos de reservas para produção divergem das reservas de gás provadas, ou seja, apesar de o Médio Oriente ser a região que possui maiores reservas, não é a que mais produz (ocupa a 4.^a posição). Em 2007 a área geográfica que produziu mais gás foi a da Europa e da Euroásia, sobressaindo a Federação Russa, com o território com maiores reservas.

A produção de gás natural cresceu 2,4% em 2007, ligeiramente abaixo da média dos últimos 10 anos. A produção na América do Norte foi muito forte, sobretudo nos EUA (mais 4,3%, a mais forte desde 1984). Todas as restantes regiões, com excepção da Ásia, registaram uma produção

abaixo da média de crescimento. O *output* da União Europeia caiu 6,4%, destacando-se a queda do Reino Unido de 9,5%, o maior declínio volumétrico registado a nível mundial, pelo segundo ano consecutivo. Registou-se ainda um pequeno declínio na produção da Rússia, o qual foi mais que *offset* pelo forte crescimento de outra área da ex-União Soviética. China e Qatar bateram os recordes em termos de segundo e terceiros maiores incrementos para produção, com aumentos de 18,4% e 17,9% respectivamente.

Tabela 5.8. Maiores Produtores de Gás Natural Em 2007

	Países Produtores	2007 (BMC)	2007 (%)
1	Federação Russa	607,4	20,6
2	EUA	545,9	18,8
3	Canadá	183,7	6,2
4	Irão	119,9	3,8
5	Noruega	89,7	3,0
6	Argélia	83,0	2,8
7	Arábia Saudita	75,9	2,6
8	Reino Unido	72,4	2,5
9	China	69,3	2,4
10	Turqueministão	67,4	2,3
11	Indonésia	66,7	2,3
12	Holanda	61,9	2,2
13	Malásia	60,5	2,1
14	Qatar	59,8	2,0
15	Uzbequistão	58,5	2,0
16	Emirados Árabes Unidos	49,4	1,7
17	Egipto	46,5	1,6
18	México	46,2	1,6
19	Argentina	44,8	1,5
20	Austrália	40,0	1,4
21	Trinidad & Tobago	39,0	1,3
22	Nigéria	35,0	1,2
23	Paquistão	30,8	1,0
24	Venezuela	28,5	1,0
25	Cazaquistão	27,3	0,9
26	Tailândia	25,9	0,9

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 24.

Tabela 5.9. Produção de Gás Natural por Região em 2007

	Regiões Produtoras	2007 (BMC)	2007 (%)
1	Europa e Euroásia	1075,7	36,5
2	América do Norte	775,8	26,6
3	Ásia/Pacífico	391,5	13,3
4	Médio Oriente	355,8	12,1
5	África	190,4	6,5
6	América do Sul e Central	150,8	5,1
Total		2940,0	100,0

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 24.

Há ainda que mencionar o facto de que, segundo várias fontes especializadas neste sector, se espera um crescimento da produção mundial de gás natural, como consequência da planificação de projectos de exploração e de expansão em resposta às previsões do crescimento da oferta.

Segundo a BP⁹, o consumo mundial de gás natural cresceu acima da média, 3,1%, em 2007, ligeiramente acima da média dos últimos 10 anos, apesar de a América do Norte, Ásia e Pacífico e África terem registado um crescimento regional recorde acima da média. Os EUA foram o maior responsável pelo crescimento do consumo, tendo contribuído com um aumento de 6,5%, devido ao Inverno frio e a uma forte procura por gás natural para a geração de energia. Para além da América do Norte, apenas África e Ásia/Pacífico registaram um crescimento acima da média. O consumo de gás natural chinês cresceu 19,9%, tornando a China no segundo maior consumidor global de gás natural. O consumo da União Europeia caiu 1,6% pelo segundo ano consecutivo devido à ocorrência de um Inverno mais quente.

Apesar de ser a segunda maior área de produção, a América do Norte foi a que mais consumiu em 2007 (ultrapassando a sua produção). Já a Europa consome praticamente o dobro do que produz. Em termos de consumo *per capita*, a Rússia lidera como maior consumidor.

⁹ BP. *op. cit.*, p. 4.

Tabela 5.10. Estimativas OCDE/IEA para a Evolução do Consumo de Gás no Cenário Referência (BMC)

	1980	2004	2010	2015	2030	2004-2030*
OECD	959	1453	1593	1731	1994	1,2%
North America	659	772	830	897	998	1,0%
<i>United States</i>	581	626	660	704	728	0,6%
<i>Canada</i>	56	94	109	120	151	1,8%
<i>Mexico</i>	23	51	62	74	118	3,3%
Europe	265	534	592	645	774	1,4%
Pacific	35	148	171	188	223	1,6%
Transition economies	432	651	720	770	906	1,3%
Russia	n.a.	420	469	503	582	1,3%
Developing countries	121	680	932	1143	1763	3,7%
Developing Asia	36	245	337	411	622	3,7%
<i>China</i>	13	47	69	96	169	5,1%
<i>India</i>	1	31	43	53	90	4,2%
<i>Indonesia</i>	6	39	56	65	87	3,2%
Middle East	36	244	321	411	636	3,7%
Africa	14	76	117	140	215	4,1%
<i>North Africa</i>	13	63	88	104	146	3,3%
<i>Latin America</i>	36	115	157	180	289	3,6%
<i>Brazil</i>	1	19	28	31	50	3,8%
World	1512	2784	3245	3643	4663	2,0%
<i>European Union</i>	n.a.	508	560	609	726	1,4%

*Average annual growth rate.

Fonte: OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, p.112.

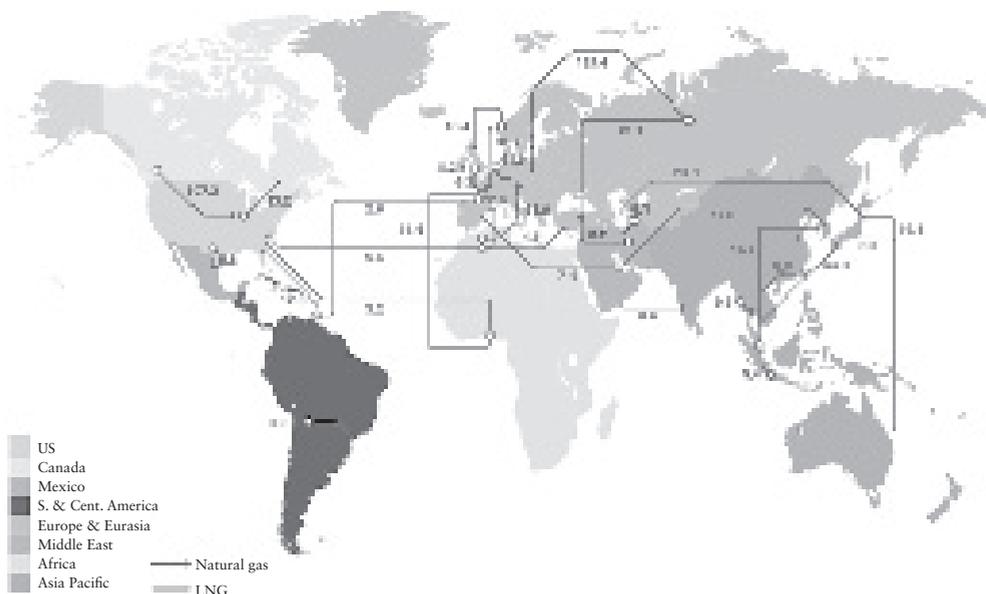
Ao longo do período 2004-2030, o consumo de gás aumentará em todas as regiões, passando de 2,8 trilhões de m³ em 2004 para 3,6 trilhões de m³ em 2015 e 4,7 trilhões de m³ em 2030 (Tabela 5.10). Em termos globais a procura crescerá a uma taxa média anual de 2%. O maior aumento em termos de volume verificar-se-á no Médio Oriente (devido ao peso dos sectores da electricidade e da petroquímica), apesar de a procura crescer a um ritmo mais rápido na China, na Índia e em África. Os grandes merca-

dos em 2030 continuarão a ser os da OCDE, América do Norte e Europa. O sector eléctrico continuará a ser o responsável por mais de metade do aumento da procura de gás natural em termos globais¹⁰.

O comércio internacional de gás natural¹¹ foi uma vez mais fraco em 2007, crescendo 2,3%, ou seja, menos de metade da média dos últimos 10 anos (a título ilustrativo, em 2005 tinha aumentado 6,4%).

A figura 5.6 ilustra as rotas dos fluxos de gás natural através dos gasodutos e do gás natural liquefeito (GNL) entre as fontes de produção e as regiões de consumo.

Figura 5.6. Principais Movimentos de Comércio do Gás Natural em 2007 (BMC)



Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 31.

Em termos globais as exportações via gasoduto estagnaram uma vez mais, dado o fraco consumo europeu.

¹⁰ Cf. OCDE/IEA, *op. cit.*, pp. 111-112.

¹¹ O comércio do gás natural é apresentado em bilhões de metros cúbicos. Os fluxos de comércio estão expostos a partir de uma base contratual e podem não corresponder aos fluxos físicos do gás em todos os casos.

Tabela 5.11. Movimentos de Comércio do Gás Natural Através de Gasodutos em 2007 (BMC) (Cont.)

Trade movements 2007 by pipelines		From																			Total imports			
Billion Cubic metres																								
To		US	Canada	Mexico	Bolivia	Other Latin America	Belgium	Germany	Netherlands	Norway	United Kingdom	Russian Fed.	Turkmenistan	Other Europe & Eurasia	Iran	Oman	Qatar	Algeria	Egypt	Libya	Indonesia	Malaysia	Myanmar	
Luxembourg	-	-	-	-	-	-	0,80	0,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,50
Netherlands	-	-	-	-	-	-	-	5,50	-	7,00	1,82	2,30	-	2,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,86
Poland	-	-	-	-	-	-	-	0,80	-	-	-	-	-	2,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,30
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,39	-	-	-	-	-	1,39
Romania	-	-	-	-	-	-	-	1,30	-	-	-	2,50	-	1,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,80
Serbia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,90
Slovakia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,80
Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,56	-	0,10	-	-	-	0,44	-	-	-	-	-	1,10
Spain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,15	-	-	-	-	-	-	-	8,80	-	-	-	-	-	10,95
Sweden	-	-	-	-	-	-	-	0,15	-	-	-	-	-	0,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,11
Switzerland	-	-	-	-	-	-	-	1,20	0,60	0,18	-	0,35	-	0,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,98
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,15	-	1,28	6,16	-	-	-	-	-	-	-	-	30,59
United Kingdom	-	-	-	-	-	-	1,80	1,60	8,20	16,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,00
Others	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,42
Middle East																								
Iran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,10
Jordan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,35	-	-	-	-	2,35
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	0,80	-	-	-	-	-	-	-	1,75
Africa																								
Tunisia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,30	-	-	-	-	-	-	1,30
Asia Pacific																								
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,39	1,78	-	7,17
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,89
TOTAL EXPORTS	27,01	107,30	1,60	11,73	2,69	4,50	16,38	50,06	86,05	10,36	147,53	6,10	12,82	6,16	0,95	0,80	34,03	2,35	9,20	5,39	1,78	9,89	549,67	

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2008, p. 30.

Tabela 5.12. Movimentos de Comércio do Gás Natural Através de Gasodutos em 2007 (BMC) – Posição das Principais Áreas Exportadoras e Importadoras

Posição	Áreas Exportadoras	Volume (BMC)	Posição	Áreas Importadoras	Volume (BMC)
1º	Europa e Euroásia	333,80	1.º	Europa	375,80
2º	América do Norte	130,92	2.º	América do Norte	130,91
3º	África	45,58	3.º	Ásia/ Pacífico	17,06
4º	Ásia/ Pacífico	17,60	4.º	América do Sul & Central	14,42
5º	América do Sul & Central	14,42	5.º	Médio Oriente	10,2
6º	Médio Oriente	7,31	6.º	África	1,3
Total		549,67	Total		549,67

Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008, p. 30.

Olhando para a figura 5.6 e para as tabelas 5.11 e 5.12, conclui-se que o país que mais exportou gás via gasoduto foi a Rússia. Aliás, a Europa é a principal utilizadora de gás natural via gasodutos. Os países europeus são abastecidos por países do próprio continente e da Euroásia, destacando-se a Federação Russa (147,53 bmc), a Noruega (86,05 bmc) e a Holanda (50,6 bmc). A Europa é ainda abastecida por países africanos (Argélia, 32,73 bmc; e, em menor volume, pela Líbia, 9,20 bmc). As importações europeias são superiores às suas exportações.

Em relação ao continente americano, os movimentos registados através dos gasodutos são intracontinente. Assim, na América do Norte registam-se movimentos entre os EUA, o Canadá e o México, destacando-se como principal exportador dessa área o Canadá que, em 2007, forneceu apenas os EUA (107,30 bmc). Na América Central e do Sul, a Bolívia exportou o seu gás maioritariamente para o Brasil (9,88 bmc) e para a Argentina (1,85 bmc).

Apesar de o Médio Oriente ser a região com as maiores reservas provadas, a verdade é que os movimentos via gasodutos são poucos e as importações (10,2 bmc) excedem as exportações (7,91 bmc).

O continente africano é, sem dúvida, um exportador de gás natural através de gasodutos (45,58 bmc), tendo como destinatários países europeus – Itália (Argélia e Líbia), Portugal (Argélia), Eslovénia e Espanha (Argélia) –, a Jordânia (Egipto) e a Tunísia (Argélia).

Em relação à região Ásia/Pacífico, tal como ocorre no continente americano, registam-se movimentos intracontinente, em que se destacam como fornecedores o Myanmar (9,89 bmc), a Indonésia (5,39 bmc) e a Malásia (1,78 bmc); os destinatários são Singapura (7,17 bmc) e Tailândia (9,89 bmc).

Segundo a BP¹², em 2007, o comércio do GNL via marítima cresceu 7,3%, ou seja, manteve a média dos últimos 10 anos, suportado pelo crescimento contínuo das entregas marítimas pelo Qatar e pela Nigéria. Relativamente às bacias do Atlântico e do Pacífico, o comércio continua a integrar-se.

Em relação às rotas do GNL (e observando uma vez mais a figura 5.6 e a tabela 5.13), constata-se que o país que em 2007 mais exportou foi o Qatar (38,48 bmc), cujos destinos se localizam distribuídos por três continentes – americano (EUA), europeu (Bélgica, Espanha e Reino Unido) e asiático (Japão, Coreia do Sul e Taiwan).

A seguir ao Qatar, como maiores exportadores surgem a Malásia (29,79 bmc) e a Indonésia (27,74 bmc), cujos destinos se situam na própria região (Índia, Japão, Coreia do Sul e Taiwan).

O quarto maior exportador de GNL, em 2007, foi a Argélia, cujos países destinatários, tal como acontece com o Qatar, estão distribuídos por três continentes – americano, europeu e asiático.

Em termos de regiões, a maior importadora e exportadora de GNL, em 2007, foi a Ásia/Pacífico – 147,98 bmc (destacando claramente o Japão que importou 88,82 bilhões m³) e 87,12 bmc respectivamente.

De acordo com a Cedigaz¹³, somente 26,3% da produção comercializada foi objecto de trocas comerciais internacionais. O comércio de GNL através dos navios de carga representou 21% do comércio internacional de gás. A baixa percentagem de trocas internacionais deve-se sobretudo aos elevados custos de transporte. Este último é complexo e implica elevados investimentos, sobretudo porque grande parte das reservas está longe dos centros de consumo. Há também que ter em conta que quer a construção, quer a gestão de gasodutos criam problemas legais e jurídicos.

¹² Cf. BP, *op. cit.*, p. 4.

¹³ Cf., Cedigaz, *News Report*, Vol. 46, n.º 11 (27/3/07, *online*, disponível em http://www.cedigaz.com/news_statistics/news_cedigaz.htm).

Tabela 5.13. Movimentos de Comércio do GNL Através de Navios em 2007 (BMC)

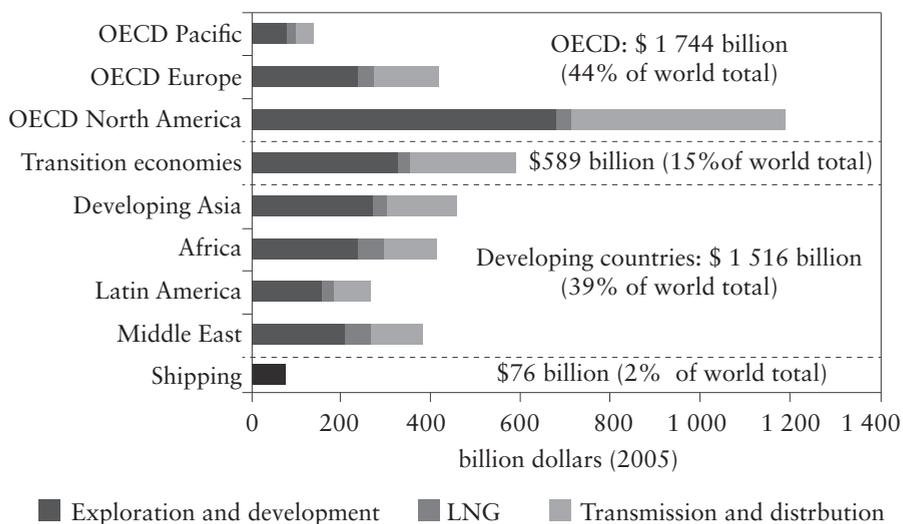
Billion cubic metres		From																
To		US	Trinidad & Tobago	Norway	Oman	Qatar	UAE	Algeria	Egypt	Equatorial Guinea	Lybia	Nigéria	Austrália	Brunei	Indonesia	Malaysia	Total Imports	
North America																		
US	-	12,76	-	-	-	0,52	-	2,11	3,24	0,50	-	2,69	-	-	-	-	21,82	
Mexico	-	0,62	-	-	-	-	-	-	0,99	-	-	0,56	-	-	-	-	2,17	
S. & Cent. America																		
Dominican Republic	-	0,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36	
Puerto Rico	-	0,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,74	
Europe																		
Belgium	-	0,07	-	-	-	2,75	-	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	3,17	
France	-	0,06	0,07	-	-	-	-	7,85	1,21	-	-	3,78	-	-	-	-	12,97	
Greece	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,31	-	-	-	-	-	-	-	0,81	
Italy	-	-	-	-	-	-	-	2,43	-	-	-	-	-	-	-	-	2,43	
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,31	-	-	-	-	2,31	
Spain	-	2,09	0,07	0,12	4,45	-	-	4,32	4,04	-	0,76	8,33	-	-	-	-	24,18	
Turkey	-	0,06	-	-	-	-	-	4,45	0,08	-	-	1,42	-	-	-	-	6,01	
United Kingdom	-	0,39	-	-	0,27	-	-	0,64	0,16	-	-	-	-	-	-	-	1,48	
Asia Pacific																		
China	-	-	-	0,07	-	-	-	0,42	-	-	-	0,08	3,30	-	-	-	3,87	
India	-	0,21	-	0,21	8,27	0,07	0,07	0,44	0,07	-	-	0,64	-	-	-	0,07	9,98	
Japan	1,18	0,57	-	4,81	10,87	7,41	0,78	1,62	1,62	0,36	-	0,88	16,05	8,57	18,07	17,65	88,82	
South Korea	-	0,22	-	6,74	10,79	0,07	0,24	1,48	-	-	-	0,24	0,56	0,78	5,12	8,15	34,39	
Taiwan	-	-	-	0,21	0,57	-	0,14	0,41	0,56	-	-	0,23	0,33	-	4,55	3,92	10,92	
TOTAL EXPORTS	1,18	18,15	0,14	12,17	38,48	7,55	24,67	13,61	1,42	1,42	0,76	21,16	20,24	9,35	27,74	29,79	226,41	

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2008, p. 30.

O comércio internacional expandir-se-á mais rapidamente do que o *output*, em virtude do desequilíbrio geográfico entre os detentores e os consumidores deste recurso. As principais regiões consumidoras desta matéria-prima ficarão cada vez mais dependentes das suas importações. Segundo o *World Energy Outlook 2006*¹⁴, o maior crescimento nas importações em termos absolutos ocorrerá na Europa e na América do Norte. O GNL tem um peso de mais de metade do aumento no comércio global inter-regional.

O Médio Oriente e África serão responsáveis por um aumento em mais de dois terços nas exportações inter-regionais, em termos globais entre 2004 e 2030. O volume das exportações destas duas regiões direccionar-se-á para a Europa e para os EUA. África ultrapassará as economias em transição, incluindo a russa, tornando-se o maior fornecedor regional europeu. Existem dúvidas se a Rússia conseguirá ter a sua capacidade de produção a um nível capaz de manter os actuais níveis de exportação para a Europa e começar a exportar para a Ásia.

Figura 5.7. Estimativas OCDE/IEA: Investimento Cumulativo na Infra-Estrutura do Fornecimento de Gás Região e Actividade no Cenário Referência (2005-2030)



Fonte: OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, p. 122.

¹⁴ OCDE/IEA, *op. cit.*, p.111.

Actualmente, o investimento cumulativo nas infra-estruturas de fornecimento de gás natural é de US\$3,9 triliões para o período compreendido entre 2005 e 2030. Será necessário mais capital na América do Norte, dado que os maiores gastos se concentram na manutenção da capacidade actual. O sector *upstream* absorve 56% dos gastos totais. A maior parte do investimento até 2010 já está afectada. Daí não ser certo de que todas as necessidades de investimento serão realizadas. A principal preocupação prende-se com o aumento das exportações em algumas regiões, especialmente no Médio Oriente, que só será alcançável tendo em conta os factores e as restrições institucionais, financeiras e geopolíticas.

Em síntese, o gás natural continua a ser comercializado largamente numa base regional, tanto mais que existem poucas ligações físicas entre os principais mercados regionais da América do Norte, Europa, Ásia/Pacífico e América Latina. Todavia, à medida que o comércio do GNL se for expandindo, estes mercados ir-se-ão tornar cada vez mais integrados.

5.1.3. NOC & IOC: Quem Domina as Reservas e a Produção dos Hidrocarbonetos?

Durante grande parte do século passado, o sistema mundial foi dominado por um cartel de sete grandes empresas petrolíferas. Enrico Mattei, um magnata energético italiano, apelidou-as de «Sete Irmãs».

A origem das «Sete Irmãs» encontra-se ligada à desagregação da Standard Oil, provocada pela «Lei Antitruste de Sherman» (de 2 de Julho de 1890), mediante a qual foram criadas novas companhias petrolíferas. Sete delas formaram as «Sete Irmãs».

Este grupo era constituído pelas seguintes companhias petrolíferas:

- Standard Oil of New Jersey (Esso), a qual se fundiu com a Mobil tendo formado a actual ExxonMobil;
- Royal Dutch Shell, actualmente chamada simplesmente Shell;
- Anglo-Persian Oil Company (APOC), que mais tarde se tornou a British Petroleum. Depois fundiu-se com a Amoco dando origem à BP Amoco. Actualmente é conhecida pelas iniciais BP;
- Standard Oil of New York (Socony), que posteriormente se tornou a Mobil e se fundiu com a Exxon, formando a ExxonMobil;

- Texaco, que se fundiu com a Chevron, criando a ChevronTexaco de 2001 até 2005, quando o nome da companhia voltou a ser Chevron. Texaco continua a ser um nome de marca da Chevron;
- Standard Oil of California (Socal). Após se ter fundido com a Texaco, tornou-se ChevronTexaco. Desde então deixou cair o sufixo Texaco, sendo conhecida como Chevron;
- Gulf Oil. Em 1985 grande parte desta companhia tornou-se parte da Chevron, com pequenas partes a pertencerem à BP e à Cumberland Farms. Uma rede de estações no noroeste dos EUA ainda usa este nome.

Das «Sete Irmãs» iniciais, as companhias que ainda existem hoje são: ExxonMobil, Chevron, Shell e BP, actualmente integradas nas *supermajors*.

Até princípios da década de 70, as «Sete Irmãs» controlaram a exploração, o fornecimento, o transporte, a refinação e a comercialização do petróleo a nível mundial. Este sistema, baseado num oligopólio privado, manteve-se durante décadas com o apoio dos maiores Estados consumidores, que assim tinham acesso ao petróleo a preços reduzidos. As grandes potências mundiais não hesitaram em intervir sempre que o funcionamento do sistema fosse posto em causa.

Tabela 5.14. As «Sete Irmãs» – Repartição do Mercado a Nível Mundial (% Produção)

Empresas Petrolíferas	1950	1957	1969
Quatro Maiores: Exxon, BP, Shell, Gulf	82,6	69,5	55,8
«Sete Irmãs»: As quatro maiores mais a Socal, a Texaco e a Mobil	98,3	89,0	76,1
Todas as outras petrolíferas	1,7	11,0	23,9

Fonte: João Garcia Pulido e Pedro Fonseca, 2004, p. 69.

Conforme se pode ver pela tabela 5.14, as maiores empresas petrolíferas dominaram a produção durante as décadas de 50 e 60. A produção conjunta das quatro maiores representava, em meados do século XX, cerca de 82,6% do total mundial. Na mesma década, as «Sete Irmãs» geravam a quase totalidade do petróleo. Apesar de as percentagens

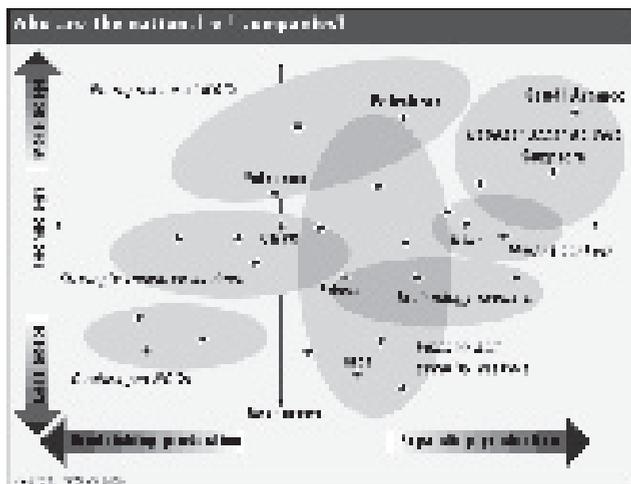
apresentarem valores decrescentes ao longo dos anos 50 e 60, em 1969 as quatro petrolíferas de maior dimensão ainda detinham mais de metade da produção mundial (55,8%). No mesmo ano, as «Sete Irmãs» geravam cerca de 76,1% da totalidade da produção petrolífera.

Estas últimas formavam um forte cartel através do qual tiveram uma forte influência sobre os grandes países produtores de petróleo. Porém, quando os países árabes começaram a exercer o controlo sobre os preços e a produção, formando a OPEP, no início dos anos 1960, e a ganhar poder nos anos 70, a força das «Sete Irmãs» começou a declinar.

Perante o seu declínio gradual e a emergência progressiva de novas companhias petrolíferas, a 11 de Março de 2007 o *Financial Times* identificou as «Novas Sete Irmãs». Ou seja, as companhias de petróleo e de gás mais influentes dos países fora da OCDE, as quais são na sua maioria detidas pelos Estados. Delas fazem agora parte a Saudi Aramco (Arábia Saudita), a Gazprom (Rússia), a CNPC (China), a NIOC (Irão), a PDVSA (Venezuela), a Petrobras (Brasil) e a Petronas (Malásia).

O novo grupo, ao contrário do das «Sete Irmãs» originais, é constituído, sobretudo, por companhias petrolíferas nacionais. Actualmente, as «Novas Sete Irmãs» confrontam-se com vários desafios ligados ao declínio de alguns campos, novas tecnologias e introdução de princípios de gestão privada.

Figura 5.8. As «Novas Sete Irmãs»



Fonte: Hoyos, «The New Seven Sisters: Oil and Gas Giants Dwarf Western Rivals», 11/03/07.

Com 25% das reservas petrolíferas mundiais e com uma capacidade de produção que triplica a quantidade de qualquer outro grupo, a **Saudi Aramco** é a companhia petrolífera nacional com maior sucesso mundial. A Casa de Saud é que traça a política energética, mas deixa a gestão do dia-a-dia a cargo dos tecnocratas. A Saudi Aramco irá investir US\$50 bilhões (ou €38 bilhões) nos próximos 15 a 20 anos; porém os seus maiores campos estão a envelhecer.

A **Gazprom** consegue manter a Europa, e cada vez mais a Ásia, em sobressalto permanente. Enquanto instrumento do Kremlin, tem estado envolvida na disputa do gás com a Ucrânia e em discussões com o Japão e com a China em relação à construção de *pipelines* competitivos desde a Sibéria, bem como procura ter uma participação maioritária no projecto de GNL – Sakhalin II. A Gazprom tem aumentado a sua influência com acordos *upstream* na Ásia Central, incluindo com o Irão. No *downstream*, o mercado europeu tem tentado limitar o seu acesso.

As três companhias petrolíferas *top* chinesas estão a realizar ambiciosos movimentos no exterior. Mas a **China National Petroleum Corporation (CNPC)**, com 88% da PetroChina listada como subsidiária, é a maior e com a cobertura internacional mais vasta. A PetroChina detém a maior parte dos seus activos além-fronteiras numa *joint venture* com a sua parente e está activa em cerca de 20 países, desde o Azerbaijão até ao Equador. A CNPC detém o controlo único dos seus controversos activos no Sudão.

O Irão é um dos poucos países do Médio Oriente com massivos hidrocarbonetos saudáveis que está aberto a companhias petrolíferas estrangeiras. A **NIOC** tem parcerias com companhias italianas, francesas, holandesas e norueguesas, e colabora com grupos chineses e russos. Porém, South Pars, o maior campo de gás mundial, continua pouco explorado, fazendo do Irão um importador de gás.

O presidente Hugo Chávez assinou em 2007 uma lei que permite que a **PDVSA** detenha o controlo dos projectos de crude do Orinoco Belt (no valor de US\$30 bilhões). Apesar de a produção estar a diminuir, a Venezuela ainda é importante para alguns grupos energéticos internacionais; todavia, muitos dos actuais contratos estão a ser revisitos.

A força da **Petrobras** é a sua capacidade de descobrir novas reservas de petróleo nas águas profundas. A *expertise* brasileira neste âmbito está a ser aplicada nos *offshores* da África Ocidental e do golfo do México.

A **Petronas** tem sido descrita como um modelo de NOC que as restantes deveriam seguir. Apesar de ser uma das três companhias *top* na exportação de GNL, a Petronas arrisca-se a ficar atrás de grupos petrolíferos do Qatar, Nigéria e Indonésia.

Estima-se que nas próximas duas décadas, as NOC irão controlar uma parte substancial dos aprovisionamentos de petróleo, à medida que as produções de petróleo e gás em campos maduros das regiões produtoras da OCDE continuarem em declínio. Acresce o facto de a descoberta de «petróleo novo» estar concentrada nos territórios das NOC (destacando-se as NOC da Rússia e do golfo Pérsico). Segundo a AIE, mais de 90% dos novos fornecedores de hidrocarbonetos virão dos países em transição e em desenvolvimento. Enquanto isto, 40% da nova produção será o resultado de grande parte dos investimentos terem sido feitos por IOC ocidentais.

Perante o claro desequilíbrio entre as reservas e produções de petróleo e de gás em relação aos centros de consumo a nível mundial (as quais estão concentradas no Médio Oriente e na Euro-Ásia), acresce o facto de estas estarem em grande parte nas mãos das NOC, o que dificulta muitas vezes as negociações entre os Estados, dado as NOC por vezes servirem de instrumento às políticas interna e externa do respectivo país.

Olhando para a lista das 50 maiores companhias petrolíferas mundiais em 2006, elaborada pelo *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW), 29 delas são NOC.

A Saudi Aramco continua no topo da lista, em resultado dos investimentos contínuos nas actividades *upstream* e *downstream*, quer no petróleo, quer no gás.

Pela primeira vez em anos, as IOC ultrapassam o número de NOC nos 10 primeiros lugares. Esta situação deve-se em parte ao facto da subida da ConocoPhillips ter adquirido a Burlington Resources, o que a coloca acima da Chevron e da Total.

Os EUA dominam uma vez mais o *ranking* com nove companhias, seguidos pela Rússia com sete e o Reino Unido com três.

Tabela 5.15. Ranking das 50 Maiores Companhias Petrolíferas Mundiais em 2006

Rank 2006	Rank 2005	PIW Index	Company	Country	State-Ownership (%)	Output				Reserves			
						Liquids (000b/d)	Gas (MMcfd)	Liquid (Mill. bbl)	Gas (Bcf)	Rank	Vol.	Rank	Vol.
1	1	30	Saudi Aramco	Saudi Arabia	100	10,475	7	7,128	1	264,300	4	249,680	
2	3	33	NIOC	Iran	100	4,343	2	10,155	2	137,500	1	992,990	
3	2	37	Exxon Mobil	US		2,681	3	9,334	14	11,568	13	67,560	
4	5	52	BP	UK		2,475	4	8,417	16	9,781	15	45,931	
5	4	55	PDV	Venezuela	100	2,524	26	2,227	5	79,700	5	152,320	
6	6	60	Royal Dutch Shell	UK/Netherlands		2,030	5	8,368	26	5,331	16	44,142	
7	7	61	CNPC	China	100	2,705	13	4,645	9	19,748	12	78,255	
8	11	78	Conoco Phillips	US		1,698	9	5,214	22	6,696	19	26,835	
9	8	84	Chevron	US		1,759	11	4,956	19	9,249	23	22,884	
10	8	85	Total	France		1,506	12	4,674	23	6,471	20	25,539	
11	10	87	Pemex	Mexico	100	3,649	14	4,074	11	12,849	33	13,856	
12	15	96	Gazprom	Russia	50,0023	912	1	53,772	18	8,928	3	642,460	
12	12	96	Sonatrach	Algeria	100	1,889	6	7,698	13	11,587	6	149,778	
14	13	103	KPC	Kuwait	100	2,496	39	1,151	4	101,500	14	62,830	
15	14	106	Petrobas	Brazil	32,2	1,920	23	2,268	17	9,484	35	11,843	
16	17	123	Adnoc	UAE	100	1,799	25	2,229	6	59,269	7	129,658	
17	16	126	Lukoil	Russia		1,541	36	1,238	12	12,742	24	21,278	
18	19	127	Petronas	Malaysia	100	753	8	5,550	20	7,908	10	107,781	
19	18	144	Eni	Italy	30	1,079	15	3,966	31	3,481	28	16,965	
19	20	144	NNPC	Nigeria	100	1,426	29	1,636	8	21,720	9	110,346	
21	24	157	QP	Qatar	100	816	16	3,447	15	10,944	2	644,570	
22	23	158	INOC	Iraq	100	1,899	14	339	3	115,000	8	111,900	
23	22	161	Libya NOC	Libya	100	1,350	41	1,053	1	30,544	18	34,188	
24	26	168	Rosneft	Russia	75,16	1,596	35	1,313	10	15,963	21	24,758	
25	21	169	Repsol YPF	Spain		525	17	3,387	50	1,059	39	8,718	

Tabela 5.15. Ranking das 50 Maiores Companhias Petrolíferas Mundiais em 2006 (Cont.)

Rank 2006	Rank 2005	PIW Index	Company	Country	State-Ownership (%)	Output				Reserves			
						Liquids (000b/d)	Gas (MMcfd)	Liquid (Mill. bbl)	Gas (Bcf)	Rank	Vol.	Rank	Vol.
26	24	173	EGPC	Egypt	100	40	339	27	2,166	40	1,850	17	34,240
27	26	186	Surgutneftegas	Russia		21	1,317	33	1,413	21	7,362	31	14,336
28	29	193	Statoil	Norway	70,9	28	679	21	2,608	41	1,675	32	14,085
29	28	194	Sinopec	China	71,23	26	781	54	703	33	3,293	66	2,856
30	33	216	Pertamina	Indonesia	100	66	107	46	944	42	1,505	26	19,511
31	30	219	ONGC	India	74,14	29	678	22	2,385	29	3,692	30	15,369
32	35	237	PDO	Oman	60	34	448	31	1,456	32	3,368	25	20,754
33	32	243	Yukos	Russia		35	430	80	229	25	5,784	50	4,840
34	31	255	Marathon	US		51	235	50	847	60	677	59	3,510
35	34	268	SPC	Syria	100	36	417	63	532	36	3,000	37	10,240
36	36	275	Socar	Azerbaijan	100	57	184	68	431	34	3,123	27	18,105
37	44	285	Anadarko	US		50	236	28	1,764	45	1,264	36	10,486
37	39	285	EnCana	Canada		59	169	18	3,367	48	1,133	34	12,418
39	40	289	Eccpetrol	Colombia	100	41	316	55	699	46	1,177	62	3,224
40	38	290	TNK-BP	Russia		24	868	67	441	28	4,068	83	918
41	43	296	Devon	US		35	214	34	2,233	51	983	40	8,356
42	45	297	Apache	US		49	236	30	1,589	49	1,061	43	7,513
43	36	300	OMV	Austria	31,5	60	169	49	870	57	738	64	3,071
44	50	304	CNR	Canada		42	301	37	1,208	44	1,316	55	3,798
44	46	304	Occidental	US		33	479	53	735	38	2,264	54	3,810
46	47	307	Norsk Hydro	Norway	45,9	37	387	43	1,039	56	748	45	6,611
47	49	309	BG	UK		62	142	20	2,753	63	552	38	9,582
48	42	310	Hess	US		46	257	58	612	54	832	70	2,466
49	51	315	Novatek	Russia		80	49	19	2,762	68	407	22	22,990
50	-	318	Inpex	Japan	29,35	48	243	42	1,051	47	1,139	56	3,780

Fonte: Petroleum Intelligence Weekly, PIW – Special Supplement Issue, 03/12/07, p. 2.

Com efeito, as companhias nacionais dos países com extensas reservas assumem uma preponderância única, destacando-se a Saudi Aramco, a NIOC e PDV. Das 29 NOC, 18 são totalmente detidas pelo respectivo Estado.

As NOC dos países produtores, quer os da OPEP, quer da Rússia, investem sobretudo no interior destes países e necessitam da tecnologia disponível nas companhias privadas ocidentais (nomeadamente em tecnologias *offshore* e em tecnologias de exploração avançada das jazidas), com as quais, no entanto, querem partilhar o menos possível da renda petrolífera.

Em termos de internacionalização, as NOC têm diferentes activos que regulam um conjunto distinto de objectivos. Enquanto as *majors* «correm o mundo à lupa» em busca de novos activos no *upstream*, as NOC do Médio Oriente têm grandes reservas em casa e poucas procuram desenvolver as suas actividades *upstream* no estrangeiro. Elas produzem grandes volumes de crude e, por conseguinte, procuram actividades *downstream* internacionais como *outlets* para a sua produção. Também enfrentam restrições, algumas relacionadas com o seu estatuto de companhia nacional, o que limita o seu comportamento comercial. Podem vender petróleo com desconto para apoiar relações diplomáticas.

No amplo universo das NOC há que ter atenção que no presente existem dois tipos de estratégia:

- Por um lado, as NOC dos países da OPEP que funcionam como instrumentos de políticas dos Estados e canalizam uma parte significativa dos seus lucros para o financiamento das políticas sociais, de infra-estruturas e de segurança interna. Ou seja, não se concentram no reinvestimento prioritário na prospecção e exploração nos seus próprios territórios.
- Por outro lado, as NOC das economias emergentes – China e Índia – pretendem antes de mais ampliar o mais possível a base de produção não-OPEP, de preferência a que se localize no seu território (incluindo na plataforma continental) ou a que possa ser desenvolvida em países não OPEP que aceitem a presença de investimento directo estrangeiro no *upstream* e formas de partilha de resultados mais favoráveis. Precisam das companhias privadas ocidentais para a prospecção e exploração *offshore* e competem com elas no acesso

a reservas em países não OPEP. Não obstante, a China e a Índia estão a aproximar-se desses países e a tentar estabelecer alianças políticas que depois se traduzem pela complementaridade de acção das suas NOC. É o caso da China com a Arábia Saudita ou com o Irão.

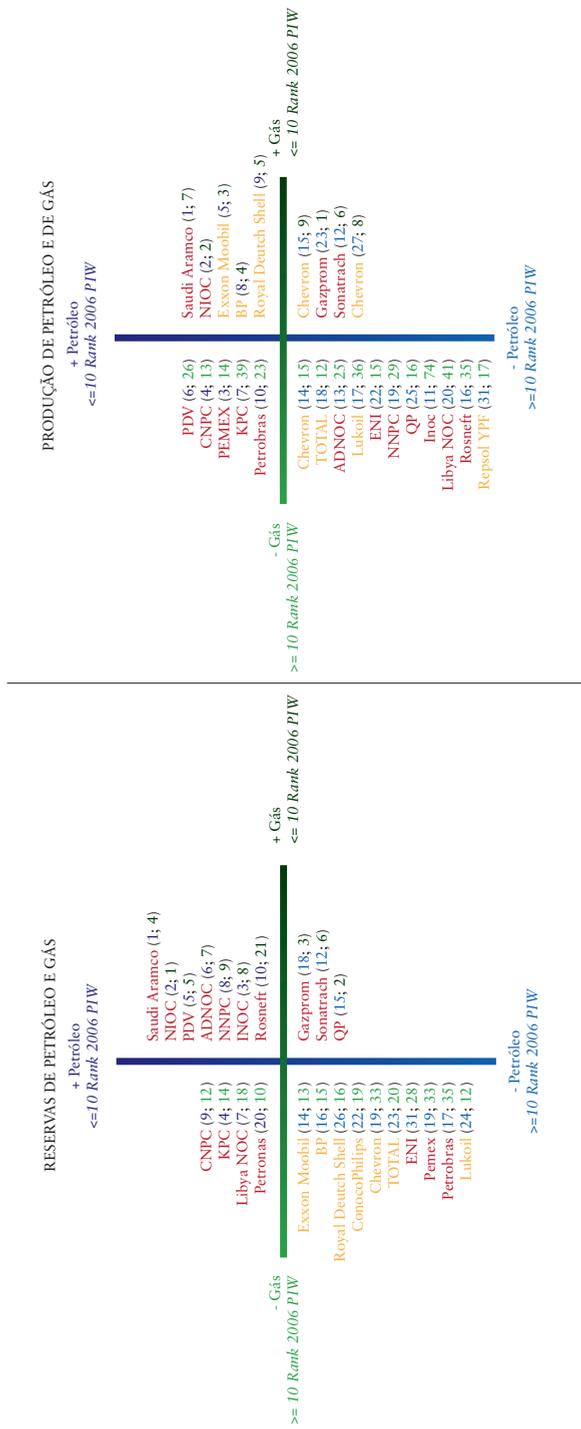
Tradicionalmente, as IOC são as principais responsáveis pela descoberta de novas jazidas de petróleo e gás natural fora da OPEP e da Rússia, e as suas decisões dependem da sua rentabilidade comparada nos mercados de capitais. O aumento de custos de descoberta e exploração de novas jazidas, as dificuldades em entrar em novas regiões produtoras e a necessidade de valorizar as suas acções no mercado têm levado a que várias delas reduzam o investimento em prospecção, «devolvendo» aos accionistas parte dos resultados excepcionais dos últimos anos de altos preços, sob a forma de dividendos e de aquisição de acções próprias, e procurem ampliar a sua base de reservas através de fusões e aquisições; conforme se pode ver na tabela 5.14 e na figura 5.9, as IOC são hoje completamente minoritárias em termos de detenção de reservas, quando comparadas com as NOC.

Neste contexto, não é nenhuma surpresa que as NOC, com o seu acesso a vastos recursos mundiais, estejam a tornar-se cada vez mais importantes *players* na política mundial. As NOC têm crescentemente solicitações dos seus governos para se comprometerem em actividades que apoiem os objectivos de política externa. Os exemplos são múltiplos. A título ilustrativo, os esforços da Saudi Aramco para conseguir *outputs* petrolíferos após a invasão do Kuwait pelo Iraque e a aproximação da China à Rússia, Venezuela e Irão.

Por vezes os acordos *NOC-to-NOC* são desenhados para construir laços que possam servir de apoio nas adversidades, como é o caso dos esforços do Irão em oferecer campos petrolíferos às NOC chinesas, europeias e indianas. Outros, como os acordos da Lukoil na bacia do Cáspio ou os investimentos da Malásia no mundo islâmico, visam cimentar laços regionais e reforçar a influência dos governos nacionais.

Com base no *ranking* das 50 maiores companhias petrolíferas e de gás mundiais em 2007 (*vide* tabela 5.16) procurou-se analisar através da elaboração de uma matriz, sobre as 25 maiores companhias dos dois hidrocarbonetos em estudo, aquelas que detêm as maiores reservas e são as maiores produtoras. Trata maioritariamente de NOC ou de IOC.

Figura 5.9. Principais Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural
 – Ranking de Produção e Reservas (2006)



LEGENDA:
 ■ + Petróleo (<=10 Rank 2006 PIW)
 ■ - Petróleo (>=10 Rank 2006 PIW)
 ■ + Gás (<= 10 Rank 2006 PIW)
 ■ - Gás (>= 10 Rank 2006 PIW)

Fonte: Elaborado pela própria autora, Janeiro de 2008.

Olhando para a figura 5.9 é possível retirar as seguintes conclusões:

- As maiores companhias de petróleo e de gás detentoras das maiores reservas destes dois hidrocarbonetos são NOC e concentram-se sobretudo no Médio Oriente (Saudi Aramco – Arábia Saudita, NIOC – Irão, ADNOC – EAU e INOC – Iraque);
- São três NOC as maiores companhias detentoras de reservas de gás, sendo que duas delas são também as grandes produtoras deste hidrocarboneto (Gazprom e Sonatrach);
- A situação atrás descrita também se verifica nas companhias focalizadas sobretudo no petróleo. São quatro NOC, das quais duas – CNPC e KPC – são também importantes produtoras de petróleo;
- No universo das 25 maiores companhias petrolíferas e de gás, mas que se situam entre a 10.^a e a 25.^a posição, em termos de reservas de petróleo e de gás, encontram-se sobretudo IOC (especificamente sete IOC e três NOC). Esta situação altera-se quando se olha para os produtores que se encontram entre as mesmas posições (três são IOC e sete são NOC);
- A produção de petróleo e de gás encontra-se nas mãos quer de NOC (Saudi Aramco e NIOC), quer de IOC (Exxon Mobil, BP, Royal Deutch Shell). Esta situação comprova que as IOC produzem acima das suas reservas;
- A Saudi Aramco e a NIOC têm não só grandes reservas quer de petróleo, quer de gás, como também são importantes produtores.

Em termos simplificados, apenas a Saudi Aramco, a Petrobras e a Petronas conseguiram tornar-se em *players* internacionais capazes de competir com companhias como a BP, a Chevron e a Shell. Actualmente, pode considerar-se que as «Novas Sete Irmãs» têm os recursos naturais, enquanto as *majors* ocidentais têm os recursos financeiros e técnicos e o *know-how* da gestão. A cooperação entre as «Novas Sete Irmãs» e as *majors* ocidentais será necessária para o desenvolvimento das reservas. Mas quando os campos das NOC começarem a declinar e elas já não poderem produzir petróleo, poderá ser tarde demais.

5.2. O Mercado Energético – um Mercado em Mutação

5.2.1. O Mercado Energético: Mercado Livre versus Mercantilismo?

O mercado petrolífero é um palco onde participam vários actores (públicos e privados), de diversas dimensões e que dominam total ou parcialmente a actividade petrolífera (*upstream* e/ou *downstream*). Apesar de existir um amplo mercado livre de petróleo, está a assistir-se gradualmente a uma evolução em direcção ao estabelecimento de um modelo crescentemente mercantilista neste sector.

A oferta deste hidrocarboneto depende da geografia e da história dos países (onde se encontram as zonas de produção), dos governos e dos *players* petrolíferos. Como já se viu no ponto 5.1.1, a primeira zona rica neste recurso energético é a do golfo Pérsico, que concentra dois terços das reservas de petróleo convencional, seguindo-se a ex-União Soviética, a América do Sul, a América do Norte e o golfo da Guiné.

Segundo a União Francesa das Indústrias Petrolíferas (UFIP), 83% da produção bruta é assegurada por companhias petrolíferas pertencentes aos Estados produtores, contra as 17% de empresas internacionais privadas. A organização actual da produção do «ouro negro» é o resultado de uma história cujo principal actor foi os EUA, até ao momento em que o seu papel se alterou com a entrada em cena de outros actores.

Dentro do mercado petrolífero, surgem dois grandes grupos de companhias: as NOC e as IOC. Para além destes dois grupos, existem ainda as companhias petrolíferas que se focalizam apenas numa parte do negócio petrolífero (sendo estas sobretudo norte-americanas), conforme se pode observar pela tabela 5.17.

Do lado da oferta, a lógica de actuação dos países OPEP e dos não-OPEP tem sido a mesma, ou seja, uma «vontade» de dominar os recursos naturais.

A história dos países membros da OPEP inscreve-se na vaga da descolonização que se seguiu à segunda Guerra Mundial. Um dos primeiros actos dos jovens regimes independentes foi a nacionalização dos recursos naturais. Em 1951, o governo de Mossadegh aprovou a nacionalização dos recursos naturais iranianos. A nacionalização do petróleo é não só um assunto político (propriedade da nação), como também uma

alavanca económica indispensável aos «novos governos» para assegurarem o desenvolvimento dos respectivos países. Para explorar estes recursos foram criadas ou recuperadas pelos poderes públicos, através das nacionalizações, grandes empresas públicas: Argélia em 1971, Iraque em 1972, Líbia em 1973 e Venezuela em 1976. Este movimento permitiu a emergência de grandes empresas mundiais, como a Arabian American Oil (Aramco)¹⁵ (Arábia Saudita), NIOC (Irão), Sonatrach (Argélia), PDVSA (Venezuela). Paralelamente, alguns países começaram a abrir a exploração das suas jazidas a empresas estrangeiras como a Argélia, Angola, Brasil ou Cazaquistão. Desde 2003 tem-se assistido ao aparecimento de outras companhias públicas no mercado internacional. Entre elas estão as chinesas (CNPC e Sinopec) e as indianas (como a IOC). Estes dois subcontinentes, cujas economias crescem a um ritmo anual entre os 8% e os 10%, têm uma necessidade crescente de assegurar o seu abastecimento de petróleo como meio de alimentar o crescimento económico interno.

Os países produtores não OPEP funcionam também numa lógica de dominar os recursos naturais, como nos casos da Rússia e do México. Em Setembro de 2004, o Kremlin pôs termo às ambições de Mikael Kodhorovsky e do seu grupo Ioukos, suspeito de querer desempenhar um papel político maior. Mikael Kodhorovsky foi detido, julgado e o seu grupo foi desmembrado. A partir de então o governo russo reconstituiu um gigante energético (de gás e petróleo) – Gazprom¹⁶ – que é provável que se venha a tornar no líder mundial da energia e um importante instrumento da diplomacia energética russa. Com efeito, a Rússia usa as suas NOC – Gazprom e Rosneft – como instrumentos de política externa.

O México foi um dos primeiros a nacionalizar o seu sector petrolífero, seguindo a mesma lógica dos países da OPEP. Porém, as dificuldades financeiras da companhia devido em parte a uma gestão «aventureira» poderão forçar o México a abrir o seu capital e os seus campos a outras companhias.

¹⁵ Desde 1973 passou a designar-se Saudi Arabian Oil Company ou Saudi Aramco.

¹⁶ Apesar de a Gazprom estar cotada na Bolsa, o Estado continua a ter a maioria do capital.

Tabela 5.16. Classificação dos *Players* no Mercado Energético

COMPANHIAS PETROLÍFERAS NACIONAIS (NOC)		COMPANHIAS DE PETRÓLEO INTERNACIONAIS (IOC)/ MULTINACIONAIS		
Empresas detidas total ou maioritariamente pelo respectivo Estado.		Companhias petrolíferas que são maioritariamente privadas.		
Exemplos	Novas «Sete Irmãs»	Majors	Supermajors	Primeiras «Sete Irmãs»
<ul style="list-style-type: none"> • Adnoc (EAU) • CNOOC (China) • EcoPetrol (Colômbia) • ENI (Itália) • Gazprom (Rússia) • INA (Croácia) • INOC (Iraque) • KMG (Cazaquistão) • KPC (Kuwait) • MOL (Hungria) • NIOC (Irão) • ONGC (Índia) • PEMEX (México) • PDVSA (Venezuela) • Petrobras (Brasil) • PDO (Omã) • PetroChina (China) • PNC (Nigéria) • Petronas (Malásia) • Sinopec (China) • Sonangol (Angola) • QP (Qatar) • STATOIL (Noruega) • Saudi Aramco (Arábia Saudita) ... 	<p>A 11 de Março de 2007, o <i>Financial Times</i> identificou as «Novas Sete Irmãs».</p> <p>Ou seja, as companhias de petróleo e de gás dos países fora da OCDE mais influentes (as quais são na sua maioria detidas pelos Estados):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Saudi Aramco (Arábia Saudita) 2. Gazprom (Rússia) 3. CNPC (China) 4. NIOC (Irão) 5. PDVSA (Venezuela) 6. Petrobras (Brasil) 7. Petronas (Malásia) 	<p>Correspondem a companhias que detêm uma dimensão elevada, mas que não se aproximam das <i>supermajors</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conoco-Phillips (EUA) • Occidental (EUA) • Unocal (EUA) 	<p>No seio das companhias internacionais existe um «núcleo duro» constituído pelas grandes companhias integradas verticalmente que operam na produção de petróleo bruto e dispõem da maior rede de capacidade de refinação à escala mundial, detendo as maiores redes de distribuição nas economias desenvolvidas. São grandes clientes de petróleo bruto dos produtores OPEP:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ExxonMobil; • Royal Dutch/Shell; • BP Amoco; • TotalFina Elf; • Chevron/Texaco • ENI 	<p>Esta designação foi dada a sete companhias petrolíferas que controlavam a produção de petróleo, refinação e distribuição, estando aptas a tirar vantagem sobre a crescente procura pelo petróleo e formar altos lucros. Estas companhias eram muito organizadas e formavam um forte cartel, tendo uma forte influência sobre os grandes países produtores de petróleo.</p> <p>O poder das «Sete Irmãs» começou a entrar em declínio quando os países árabes começaram a tomar o controle sobre os preços e a produção, através da criação da OPEP, com o início dos anos 1960. (As companhias que ainda existem hoje são: ExxonMobil, Chevron, Shell e BP – actualmente membros das <i>supermajors</i>.)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Standard Oil of New Jersey (Esso); 2. Royal Dutch Shell; 3. Anglo-Persian Oil Company (APOC); 4. Standard Oil of New York (Socony); 5. Texaco; 6. Standard Oil of California (Social); 7. Gulf Oil.

Tabela 5.16. Classificação dos *Players* no Mercado Energético (Cont.)

COMPANHIAS DE PETRÓLEO ESPECIALIZADAS
Companhias petrolíferas que se dedicam apenas a uma parte da cadeia do negócio do petróleo.
Exemplos
<ul style="list-style-type: none"> • ALONTUSA (EUA) • Amerada Hess Corp. (EUA) • Anadarko (EUA) • Apache (EUA) • BG (RU) • Burlington (EUA) • Cairn Energy plc (Escócia) • Chesapeake Energy (EUA) • CNR (Canadá) • Devon (EUA) • Encana (Canadá) • EOG (EUA) • Maersk (Dinamarca) • Marathon (EUA) • Maurel et Prom (França) • Nippon (Japão) • Newfield (EUA) • Nexen (Canadá) • Novatek (Rússia) • Santos (Austrália) • Sibneft (Rússia) • SOCO Internacional (RU) • Talisman (Canadá) • Transmeridian (EUA) • Vintage (EUA) • Woodside (Austrália) • XTO (EUA) • ...

Fonte: Elaborado por Catarina Mendes Leal, Dezembro de 2007.

Os Governos da China e da Índia, entre outros, obrigam as suas empresas a venderem petróleo abaixo do preço internacional, apesar de terem de comprar grande parte do petróleo no mercado aberto. Paralelamente, a Bolívia encontra-se indecisa quanto a ter ou não uma NOC. Já abriu a sua indústria petrolífera ao investimento estrangeiro e entretanto já a nacionalizou três vezes.

Situação inversa verifica-se nos EUA e na Noruega, que acolhem com facilidade as *majors* internacionais nas suas zonas de exploração. Mesmo o país da Europa do Norte, o qual através da sua poderosa companhia, Norskydro, gere um fundo social com as receitas do petróleo.

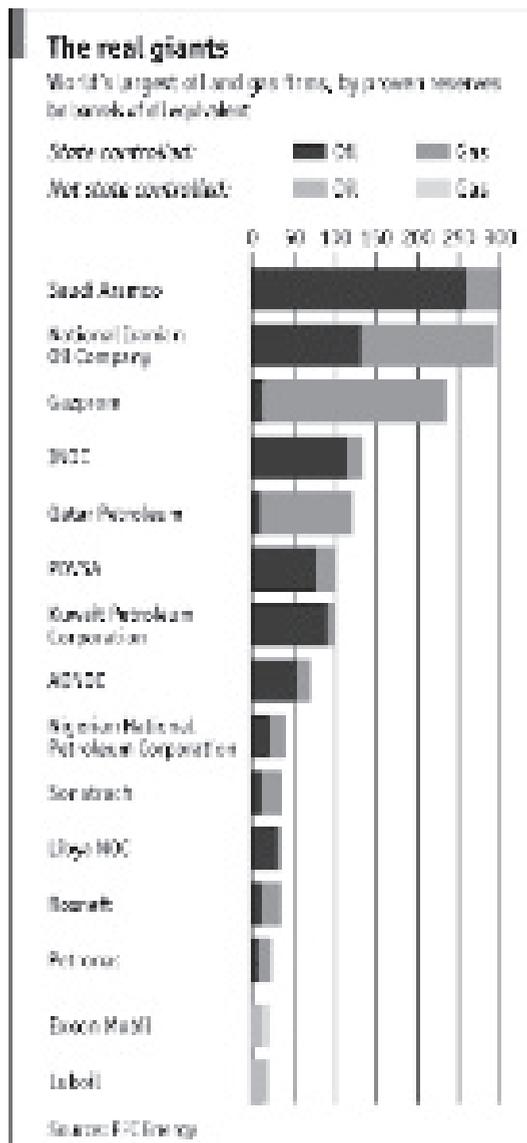
Em relação às empresas internacionais privadas, as *supermajors*, controlam 6% do conjunto das reservas mundiais. Entre elas destacam-se a Royal Dutch-Shell, Exxon Mobil, Chevron Texaco, ConocoPhillips, BP Amoco, Total, ENI. Como se pode verificar pelas suas designações, são o resultado de novas compras através de OPA na Bolsa.

Em 2002, uma dura batalha opôs a Elf e a Total, decidida a favor desta última. A consolidação do sector ilustra a severa concorrência entre os seus actores a fim de conseguirem manter um nível de actividade, cujo barómetro é o nível de reservas provadas. É neste contexto que estes actores desenvolvem estratégias diversificadas, baseadas num modelo integrado. Daí que a Total esteja presente não apenas no sector da exploração, mas também nos da refinação e da distribuição. A companhia extrai igualmente gás e carvão e investe nas energias renováveis (solares e eólicas). Trata-se de uma lógica com a qual as *majors* se confrontam dado o dilema dos investimentos petrolíferos ligados ao acesso aos recursos. Na realidade, elas devem diversificar as suas actividades de forma a assegurarem uma rendibilidade «avaliada à lupa» pelos seus accionistas do mercado bolsista.

Com a evolução do preço do barril do petróleo, estão a emergir novos actores no domínio da produção: são companhias *junior*. Estas *start-up* dirigidas por «aventureiros» (pois os riscos com que se confrontam são enormes) focalizam-se num país onde conseguem descobrir e explorar petróleo em condições adversas. Entre este tipo de companhias petrolíferas surgem a escocesa Cairn que opera na Índia, a norte-americana Transmeridian no Cazaquistão, a inglesa Soco International no Vietname ou a francesa Maurel et Prom no Gabão.

Outro aspecto importante no funcionamento actual do mercado resulta de a maior parte das reservas petrolíferas se encontrarem nas mãos das NOC, conforme se pode ver pela figura seguinte.

Figura 5.10. As Grandes Companhias Petrolíferas e de Gás e as Respectivas Reservas Petrolíferas e de Gás



Fonte: «Oil's Dark Secret», in *The Economist*, 12/8/06, p. 59.

Actualmente, a companhia petrolífera norte-americana ExxonMobil é a empresa mais bem cotada no mercado de capitais (US\$412 bilhões). Porém, se se compararem as companhias petrolíferas em termos de reservas, ela passa para a 14.^a posição. Todas as companhias que se encontram à frente da Exxon Mobil, em termos de reservas provadas, são companhias que estão total ou parcialmente nas mãos dos respectivos Estados (NOC): Aramco (Arábia Saudita), NIOC (Irão), Gazprom (Rússia) INOC (Iraque), Qatar Petroleum (Qatar), PDVSA (Venezuela), Kuwait Petroleum Corp. (Kuwait), ADNOC (Abu Dabi), NNPC (Nigéria), Sonatrach (Argélia), Libya National Company (Líbia), Rosneft (Rússia), Petronas (Malásia). Através destas companhias, os Estados retêm os lucros da produção petrolífera.

Dado estas companhias controlarem 90% da produção mundial de petróleo e de gás, elas controlam o aprovisionamento e influenciam a subida actual dos preços. Porém, tal como a maioria das empresas estatais, são propensas a terem pessoal excedentário, subinvestimento, interferência política e corrupção.

Segundo Stephen Glain¹⁷, o preço do petróleo está actualmente elevado em parte porque a indústria está dominada por monopólios incompetentes. Existe um vasto mercado livre de petróleo, em que os grandes *players* são empresas nacionalizadas, que muitas vezes não passam de monopólios dos Estados ineficientes. Muitos especialistas chamam-lhes as «Sete» ou as «Soberanas».

As empresas nacionalizadas têm um impacto importante no estabelecimento dos preços. Em comparação com as companhias privadas (como a Exxon Mobil), elas extraem uma parte menor das suas reservas, utilizam tecnologia pouco moderna, têm uma gestão errática e investem menos na procura de novos poços.

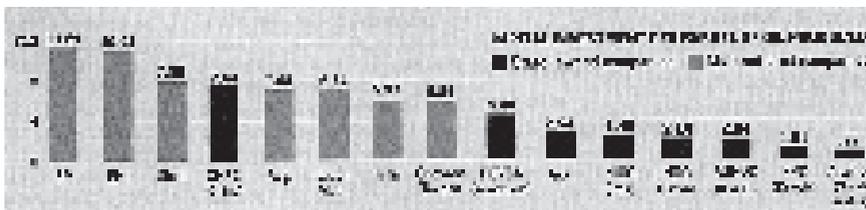
O subinvestimento é o problema mais comum nas estratégias das NOC. A Indonésia tornou-se um importador de petróleo apesar das suas grandes reservas. Esta situação deve-se ao falhanço da sua companhia estatal Pertamina em explorar novos campos.

Com efeito, o problema das empresas estatais é a sua «ineficiência», pois não têm accionistas a quem prestar contas. Assim, de acordo com

¹⁷ Stephen Glain, «Oils Dirty Laundry», in *Newsweek* (21-28/8/06), p. 38.

Jean-François Seznec¹⁸ (um especialista nas questões de petróleo da Universidade de Colúmbia), «the market fears that there will not be enough oil in the future, that production will decline because of these inefficiencies, and prices react». Na realidade, desde a Aramco (a maior NOC) até à Libya National Oil Co. (a NOC mais pequena), as «Sete Irmãs» não enfrentam a pressão de nenhum accionista para maximizar o lucro a curto prazo e estão a economizar o seu petróleo – bombeando apenas 4% das suas reservas provadas cada ano, isto é, metade da oferta das grandes multinacionais.

Figura 5.11. *Paying versus Pumping*



Fonte: Glain, «Oils Dirty Laundry» (21-28/8/06), p. 39

A figura seguinte demonstra claramente que as *majors* são mais eficientes em um terço na conversão de reservas em produção actual do que as NOC. Uma implicação deste *gap* na produtividade entre as NOC e as IOC é que a produção global seria mais do dobro em relação aos valores actuais, caso as NOC fossem tão agressivas como as *majors* na maximização da produção das suas amplas reservas de base. «Depending on how the gap in performance is measured, this “lost” oil amounts to 85 million barrels per day to 140 million b/d that the NOC could produce if they were as intensive in exploiting their oil reserves as the international majors.»¹⁹

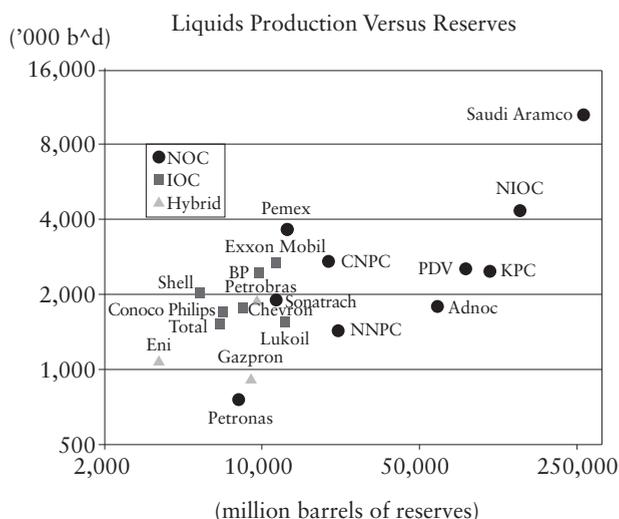
As *majors* têm normalmente baixos níveis de reservas e por isso estão do lado esquerdo da figura, enquanto a maior parte das NOC está do direito. As *majors* conseguem retirar níveis mais elevados de produção

¹⁸ In Stephen Glain, *op. cit.*, p. 38.

¹⁹ «NOC-IOC Gap Reveals Significant Lost Production», *PIW – Special Supplement Issue* (Nova Iorque: Energy Intel, 3/12/07), p. 4.

com níveis de reservas mais baixos. Olhando individualmente, a Lukoil está em termos de desempenho um pouco abaixo das *majors*, enquanto a ENI e a Petrobras (ambas parcialmente detidas pelos respectivos Estados) têm orientações bastante comerciais, estando por essa razão na mesma linha das *majors*. A CNPC e a Sonatrach são relativamente mais produtivas do que as restantes NOC.

Figura 5.12. NOC-IOC Gap: Reservas *versus* Produção



Fonte: Petroleum Intelligence Weekly, *PIW – Special Supplement Issue*, 3/12/07, p. 4.

O impacto no fornecimento está a tornar-se cada vez mais sufocante, à medida que as companhias petrolíferas estatais se tornam concorrentes vencedores na «caça» de novas reservas mundiais. Assim, os novos compradores russos e chineses estão activos desde a América até África, incluindo pequenas companhias petrolíferas, como a norueguesa Statoil, que se tornaram *players* regulares. Quanto mais reservas acabam por ficar nas mãos de companhias estatais sem pressa de colocar no mercado, mais limitado fica o aprovisionamento.

As «Sete Irmãs» estão cada vez mais relutantes em permitirem a entrada de outras empresas estrangeiras nos seus negócios (nos seus países, como é o caso da Rússia e da Arábia Saudita). Muitas das NOC são bastante lentas quanto à introdução de novas tecnologias, pois temem

a entrada da influência estrangeira²⁰. Daí que enquanto as companhias privadas, normalmente, conseguem recuperar 50% do petróleo de um poço, as companhias nacionais só conseguem recuperar 20%²¹.

Saad Rahim, do PFC Energy, defende que a fraqueza destas instituições reside na má gestão das NOC. A maior parte dos países com companhias petrolíferas nacionalizadas utiliza os seus lucros para reforçar o poder, aplicando-os normalmente em programas sociais e/ou enviando directamente para os respectivos Ministérios das Finanças (por exemplo, na Venezuela, o actual presidente da República Hugo Chavez utiliza os lucros do petróleo para colocar em prática a sua agenda socialista). Daí que as NOC surjam antes de os respectivos países terem instituições suficientemente fortes para regularem ou gerirem eficientemente o dinheiro que as suas companhias petrolíferas geram, traduzindo-se, na maior parte das vezes, por resultados de ineficiência e de corrupção. Mas existem excepções. A NOC norueguesa Statoil é geralmente considerada exemplar. Com efeito, a Noruega era um país rico e gerido de forma eficiente muito antes de a Statoil produzir o seu primeiro barril de petróleo. Tinha cidadãos e empregados, capacidade de regular a companhia, liberdade de imprensa, pilares políticos e tribunais imparciais capazes de combater a corrupção. Tinha também eleitores atentos ao desperdício e à ineficiência.

O governo da Arábia Saudita tem seguido a mesma estratégia há décadas, ou seja, manter a posição da Aramco como o maior produtor e usar o poder que tem para assegurar que o preço do petróleo se conserva suficientemente elevado de forma a manter o país solvente — mas não tão elevado que leve os consumidores à bancarrota. Esta orientação tem permitido à Aramco dispor de planos de investimento a longo prazo e a dispor de capital para os colocar em prática.

Finalmente, as NOC são mais opacas do que as companhias privadas, aumentando a incerteza acerca do futuro dos abastecimentos. São poucas as NOC que divulgam informação sobre as suas reservas.

²⁰ As NOC da Líbia, Rússia e Venezuela necessitam de ajuda estrangeira no sentido de reconstruírem as suas infra-estruturas e fazerem um *upgrade* na sua tecnologia.

²¹ A título ilustrativo, a segunda maior companhia petrolífera do golfo Pérsico — Kuwait's Burgan — ainda utiliza torres de perfuração dos anos 50 para extrair o petróleo.

«*In the global oil market, the state – for better or worse – is the guiding hand. And it’s going to cost you.*»²²

Em suma, as NOC irão tornar-se cada vez mais dominantes, à medida que a produção do petróleo diminui em áreas que estão abertas a novos participantes, como são os casos do mar do Norte e do golfo do México. Tudo parece indicar que novos poços de petróleo deverão ser descobertos em territórios onde dominam as NOC. No futuro, a produção de petróleo estará cada vez mais concentrada nas mãos de companhias nacionais da Rússia e do golfo Pérsico.

5.2.2. Alteração das Estratégias e Objectivos das NOC

Como já foi demonstrado nos pontos anteriores, dos 1148 mil milhões de barris de reservas provadas mundiais de petróleo, aproximadamente 77% encontram-se nas mãos de NOC sem participação de capital de empresas petrolíferas estrangeiras. Actualmente as companhias petrolíferas internacionais ocidentais controlam menos de 10% dos recursos de gás e petróleo em termos mundiais. Em relação à produção de petróleo actual, as NOC também dominam. Das «20 top» companhias produtoras de petróleo mundiais, 13 são NOC ou são NOC recentemente privatizadas. Não obstante, muitas das *major* petrolíferas ocidentais continuam a obter um elevado retorno do capital investido, ao contrário das NOC de tamanho e operações similares.

Face ao crescente aumento da procura global do petróleo e à pressão das prioridades domésticas, hoje em dia muitas NOC estão em processo de reavaliação e ajustamento das suas estratégias, o que terá, inevitavelmente, consequências substanciais para os mercados internacionais, quer de petróleo, quer de gás. Muitas NOC têm cada vez mais posições nos recursos estratégicos no Médio Oriente, na Euro-Ásia e em África; nalguns casos afastando as *majors* ocidentais de participarem em importantes desenvolvimentos dos recursos. Muitas vezes estas NOC emergentes têm relações próximas e interligadas com os seus governos nacionais, com objectivos geopolíticos e estratégicos focalizados em investimentos estrangeiros, sem terem em conta considerações meramente comerciais. Nos seus países, estas NOC emergentes tentam preencher importantes

²² Stephen Glain, *op. cit.*, p. 39.

funções sociais e económicas que competem aos orçamentos nacionais (que poderiam ser gastos de outra forma, por exemplo em investimentos de substituição e em actividades de produção).

Face à crescente importância das NOC, com os inevitáveis reflexos no equilíbrio global entre a procura e a oferta, torna-se cada vez mais pertinente compreender as políticas emergentes, os objectivos e as prioridades destas organizações.

Antes de avançar há que ter em consideração que a emergência das NOC se verificou em quatro grandes períodos históricos, nomeadamente²³:

- Pré-1960 – Empresas estatais que se formaram nos anos 50, sob um comando centralizado e economias controladas em países que procuravam resolver o desejo crescente de auto-suficiência nos recursos petrolíferos.
- 1960-início dos anos 70 – O final da colonização europeia e o aumento dos movimentos nacionalistas impulsionou várias grandes regiões produtoras de petróleo a nacionalizarem as suas reservas petrolíferas para recuperarem o controlo das companhias petrolíferas estrangeiras, as quais não estavam a servir os interesses nacionais dos Governos locais. Nestes casos, as NOC foram criadas para assegurar o controlo estatal sobre os recursos petrolíferos nacionais e assegurar receitas mais elevadas da produção petrolífera.
- Anos 80 – A *commoditization* do petróleo, a volatilidade dos preços e a queda dos preços petrolíferos diminuiu a rentabilidade das NOC, tendo portanto havido uma diminuição dos fundos disponíveis para as finanças nacionais. Consequentemente, muitos Ministérios de Petróleo e NOC foram reestruturados num esforço de aumentar a sua eficiência.
- Anos 90-presente – Com a implosão da União Soviética formou-se um outro grupo de NOC para gerirem a transição das estruturas centrais dos Ministérios do Petróleo e das Associações de Produ-

²³ Cf. Amy J. Jaffe, JAFFE, Amy Myers, «Introduction and Summary Conclusions», in *The Changing Role of National Oil Companies (NOCs) in International Energy Markets*, James A. Baker III – Institute for Public Policy – Rice University (Março 2007 (b), *online*, disponível em <http://www.rice.edu/energy/publications/nocs.html>), p. 2.

ção que eram entidades comuns de produção petrolífera criadas sob o planeamento comunista.

Obviamente, as condições históricas em que as NOC foram criadas continuam a ter impacto na sua organização. Desde a criação das NOC que os governos não têm somente desenvolvido a economia nacional através da transferência de receitas das exportações petrolíferas, como também têm desenvolvido vários programas específicos para proporcionar serviços à população e promoverem as capacidades locais. Em muitos casos, o âmbito e os objectivos das missões das NOC não eram objecto de uma clara *policy-making* pelo governo ou pelas companhias. Após a crise petrolífera de 1973, assistiu-se a uma «pressa» na construção do Estado providência, e os gastos em programas sociais constituíram formas de atenuar a subida dos preços dos produtos petrolíferos. Mas as expectativas governamentais do âmbito das missões das companhias estão a mudar, e dentro das NOC existe, no presente, uma luta constante para encontrar o equilíbrio certo entre a missão nacional e os objectivos comerciais.

No começo da indústria petrolífera no Irão, Kuwait, Arábia Saudita, Abu Dhabi e Argélia, as companhias petrolíferas estrangeiras tinham de contribuir para ultrapassar deficiências nas infra-estruturas públicas, de forma a poderem desenvolver as suas actividades. Estas acções tornaram-se parte da missão geral das NOC. Na maior parte dos países da OPEP, as NOC foram responsáveis pela construção de aeroportos, sistemas de comunicações, estradas, clubes sociais, hospitais, universidades, etc. Em suma, tornaram-se instrumentos do orçamento do Estado e as receitas das exportações acabaram por infligir danos colaterais na dívida pública.

As NOC também apoiaram as contas externas, promoveram projectos industriais, comerciais e empregaram e formaram nacionais. Grande parte delas tornaram-se instrumentos da política externa. «Some NOCs became states within the state.»²⁴ Naturalmente, a gestão destas missões nacionais tornou-se num custo financeiro significativo para as NOC, tornando-se particularmente evidente quando os dividendos dos preços baixos não as mascararam.

²⁴ Valerie Marcel e John V. Mitchell, *Oil Titans National Oil Companies in the Middle East* (Washington DC: Brookings Institution Press, 2005), p. 126.

Encontrar o equilíbrio certo entre as missões comercial e nacional das NOC (ou, seja, entre o *core business* e o não *core business*) depende do desenvolvimento dos sectores económicos não petrolíferos e da capacidade do Governo de proporcionar ele próprio os serviços necessários à sua população.

Actualmente, o Estado é menos forte nos países das NOC e é capaz de criar e gerir programas de saúde, construir infra-estruturas e proporcionar serviços essenciais à sociedade. Neste novo contexto, as NOC já não têm que dispendir tanto no desenvolvimento das infra-estruturas.

«An NOC is not inefficient if it spends money on programs of national interest in accordance with government directives; it is inefficient if this money is spend haphazardly, without strategic guidance, or without concern for measuring the sucess of the expenditure. This applies to all spending, whether for a training program for young nationals or for upgrading a refinery. In other words, the efficiency and performance of an NOC must be evaluated against its mission as directed by government.»²⁵

Com efeito, tem-se assistido a uma clara transformação no papel nacional das NOC. A maior parte dos governantes já não lhes pede para investirem em programas económicos e sociais (como construção de estradas e hospitais), que o próprio Estado é capaz de assegurar; não obstante, pretende-se que continuem a funcionar como o motor da economia interna. Ainda não é suficientemente claro de que forma é que os Governos evoluirão em relação à melhor maneira de utilizar a contribuição das suas NOC.

A gradual redução das responsabilidades das NOC na esfera social foi o resultado de uma súbita contracção de receitas, quando o preço do petróleo caiu em 1997-1998. Esta situação levou companhias como a Saudi Aramco e outras a reduzirem os seus gastos em missões nacionais.

A compreensão da forma como as NOC geram, retêm e gastam as receitas é essencial para se perceber como é que elas poderão ser afectadas pelas necessidades orçamentais dos governos. Por exemplo, se uma NOC

²⁵ Valerie Marcel e John V. Mitchell, *op. cit.*, p. 129.

funciona como um ministério governamental e são realizadas solicitações aos seus fundos através de afectações orçamentais, o governo terá a capacidade para controlar os seus gastos – de tal forma que poderá sacrificar as necessidades da indústria às suas próprias emergências orçamentais.

Entre os vários acordos financeiros, as *royalties*, impostos e sistemas de dividendos são os melhores para limitar a exposição do orçamento da companhia às necessidades governamentais.

Os governos deverão preocupar-se com a boa governação das receitas que são «deixadas» nas NOC. Naturalmente, os sistemas financeiros «óptimos» irão maximizar os rendimentos disponíveis para os Estados e clarificar os custos das actividades das NOC.

A transparência é cada vez mais vista como um meio para otimizar a governação financeira do sector dos hidrocarbonetos. Nalgumas NOC (Saudi Aramco, Sonatrach, etc.) os procedimentos de prestação de contas estão a ganhar terreno.

Nas NOC existe uma preocupação omnipresente acerca dos problemas económicos futuros dos seus países e da ausência de oportunidades económicas fora do sector petrolífero. Os gestores das NOC têm a noção de que não podem resolver os problemas estruturais das suas economias e apercebem-se do risco de uma pressão crescente dos seus governos para lhes garantirem mais receitas. As NOC estão protegidas institucional e financeiramente de forma desigual das intrusões do governo. Antecipando os desafios económicos futuros, muitas contribuem para o esforço de diversificação do país, por exemplo através da prestação de *outsourcing* ao sector privado e do fornecimento de formação profissional aos nacionais. Mas a fronteira entre as responsabilidades das NOC e os respectivos Estados é cada vez mais respeitada, pois elas actualmente estão mais focalizadas em optimizarem as suas actividades comerciais deixando a cargo do Estado os gastos sociais e de infra-estruturas.

Segundo o estudo de Amy M. Jaffe, «Changing Role of National Oil Companies (NOCs) in International Energy Markets: Study Presentation – Key Findings»²⁶, seis grandes vectores ajudam a compreender o papel das NOC nos mercados energéticos internacionais:

²⁶ Amy M. Jaffe, «Changing Role of National Oil Companies (NOCs) in International Energy Markets: Study Presentation – Key Findings», in *The Changing Role of*

As NOC têm objectivos não comerciais que diferem em muito dos das companhias petrolíferas internacionais. Estes objectivos, que vão além da prestação de contas aos accionistas, incluem: redistribuição do petróleo pela sociedade; criação de riqueza para a nação; industrialização e desenvolvimento económico; segurança energética, incluindo a garantia de aprovisionamento de combustível doméstico e a segurança da procura das regiões produtoras; política externa e estratégica e constituição de alianças; participação na política nacional.

Os objectivos não comerciais das NOC, ao mesmo tempo que são muito importantes para os objectivos nacionais, tendem a interferir com a capacidade de produzir num nível tecnicamente eficiente e a maximizar o valor conjunto que poderia teoricamente ser obtido dos seus recursos petrolíferos.

Certas estruturas institucionais para a organização da NOC e a regulação ajudam a definir os papéis e as responsabilidades de gestão e, portanto, podem minimizar o impacto comercial de objectivos não comerciais na capacidade da NOC para se focalizar eficientemente no seu *core business*.

Um número crescente de NOC está a financiar actividades através de mercados de capital internacional, o que de certa forma ajuda as NOC a estarem em conformidade com os *standards* internacionais de responsabilidade colectiva.

Enquanto algumas NOC estão actualmente a desfrutar de um forte controlo no sector *upstream* nos mercados energéticos internacionais, no *downstream* a refinação e os activos de *marketing* em regiões-chave de consumo estão dissociados das operações *upstream* das NOC. Apesar de tudo, as NOC continuam à procura de oportunidades para aumentarem a sua integração vertical, e, portanto, criarem oportunidades para uma estratégia de alianças entre IOC/NOC.

O crescente papel das NOC nos mercados petrolíferos tem importantes implicações políticas para as nações importadoras de petróleo. Em primeiro lugar, se uma grande parte do investimento global na ca-

National Oil Companies (NOCs) in International Energy Markets, James A. Baker III – Institute for Public Policy – Rice University, Março 2007(a), *online*, disponível em <http://www.rice.edu/energy/publications/nocs.html>), pp. 4-5.

pacidade de produção for influenciada no futuro por factores não comerciais, então as nações importadoras poderão necessitar de ajustar as suas estratégias energéticas nacionais para reduzir a vulnerabilidade a alterações ou a instabilidades nas taxas de reinvestimento das NOC. Em segundo lugar, as nações consumidoras terão também de debater os benefícios e os desafios de terem NOC orientadas na obtenção da segurança da procura e de outros benefícios de integração vertical, ao posicionarem-se nos mercados *downstream* através da aquisição de activos em grandes mercados consumidores como os EUA, Europa e China. Para os países consumidores, uma política desejável será a da promoção do comércio livre e a utilização de estruturas multinacionais como a OMC ou a Carta de Energia para pressionarem as NOC a adoptarem estruturas institucionais que irão aumentar a sua eficiência, promover a competição no mercado e travar a interferência nas decisões de investimento comercial pelos seus governos nacionais.

Hoje em dia, muitas NOC estão num processo de reavaliação das suas estratégias de negócio, com as inerentes consequências para os mercados internacionais do petróleo e do gás. A trajectória de dependência no nível de desenvolvimento do país hóspede do sector dos hidrocarbonetos muitas vezes implica uma transformação forçada na NOC.

Em alguns lugares, a NOC poderá lidar com um sector de petróleo maduro ou com restrições na produção pelo desenvolvimento de recursos de gás natural para exportação. Não obstante, algumas delas, como a Saudi Aramco, a Kazmunaigaz e a Rosneft, têm acesso a recursos domésticos tão abundantes que se focalizam no desenvolvimento auto-suficiente desses recursos nacionais.

Há no entanto que sublinhar que, no presente, as NOC não têm todas os mesmos interesses e os mesmos objectivos. As que estão mais privatizadas são mais maduras (como a Statoil e a Petronas), têm indústrias domésticas bem desenvolvidas e estão centradas sobretudo na criação de riqueza. Estas companhias têm estruturas de gestão corporativa, que actuam de uma forma relativamente independente dos seus governos centrais. Estão focalizadas actualmente na expansão das bases dos seus recursos para além das respectivas fronteiras nacionais, tendo em vista encontrar melhores projectos e mais lucros em explorações estrangeiras de petróleo, bem como desenvolverem parcerias.

As decisões de investimentos das NOC também podem ser utilizadas para reduzir a vulnerabilidade do bem-estar nacional na determinação dos preços no mercado petrolífero internacional. Com o objectivo de apoiar um orçamento governamental estável, muitas NOC, como a Kazmunaigaz e a Statoil, criaram um fundo petrolífero nacional, com a finalidade de terem disponíveis «poupanças nacionais» quando o governo retira do sector do petróleo montantes financeiros durante períodos em que os preços do petróleo estão relativamente baixos ou quando os recursos declinam.

Outras NOC, como a Nigerian National Petroleum Co. (NNPC) e a Petroleos de Venezuela (PDVSA), enfrentam problemas de gestão interna e não estão protegidas das políticas nacionais na sua gestão. As actividades destas NOC estão directamente focalizadas na tentativa de maximizar o fluxo dos fundos das actividades do petróleo e do gás para o governo. Em termos gerais, quanto maior a incidência e a habilidade do Estado (ou seja, políticos poderosos e líderes nacionais) para intervir nas operações do negócio das suas NOC, mais provável é estas sobrepujarem objectivos não comerciais aos imperativos comerciais. As NOC também são chamadas a serem *sponsors* e a servirem como modelos de conduta para a industrialização e o desenvolvimento económico do respectivo país.

Para além das tarefas económicas e de desenvolvimento nacional, as NOC também têm tarefas relacionadas com a segurança nacional e os objectivos de política externa de acordo com os seus governos nacionais. Algumas NOC estão à procura de oportunidades no estrangeiro no âmbito da exploração e do desenvolvimento de campos petrolíferos, para responderem às preocupações de segurança energética nacional devido ao declínio dos recursos domésticos e à rápida expansão da procura. As companhias chinesas – China National Petroleum Corp. (CNPC), China National Offshore Oil Corp. (CNOOC) e Sinopec – encontram-se nesta categoria, bem como a indiana ONGC.

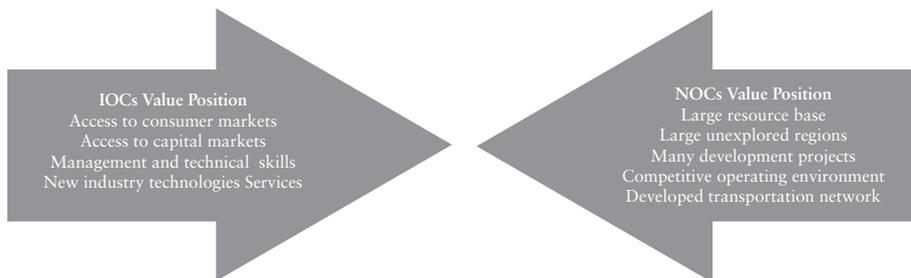
É esta área de negócio que apresenta a possibilidade de parceria e de colaboração entre as IOC e as NOC.

Como a indústria petrolífera é uma internacional, qualquer desenvolvimento local que tenha rapidamente se estende ao resto da indústria. No passado, o comportamento monopolístico das NOC foi sobretudo uma resposta à exploração dos países ricos em petróleo e gás pelas IOC.

Para se alcançar segurança no aprovisionamento e nos mercados, NOC e IOC precisam de partilhar os seus conhecimentos e experiências para, desse modo, evitarem confrontos entre ambas. Para as NOC, a oportunidade de investirem nos activos *downstream* foi encarada como um meio para captarem valor em novas áreas da indústria e para diversificarem as suas receitas. A aquisição de activos *downstream* tem sido uma estratégia efectiva para muitas NOC e uma prioridade-chave para grandes NOC produtoras de petróleo, como a Saudi Aramco e a Lukoil.

As diferenças nos objectivos e nas prioridades das NOC em relação aos das IOC irão ter uma grande influência nos mercados nos próximas décadas.

Figura 5.13. Pontos Fortes das NOC e das IOC



Fonte: Arabi, «Sonatrach: a Reliable and Regular Gas Supplier», 2/10/07.

Por vezes as prioridades nacionais das NOC interferem com a capacidade da companhia em maximizar o valor dos recursos petrolíferos, em substituir reservas, em expandir a produção e em ter um desempenho tecnicamente eficiente.

Não obstante, face à crescente procura mundial pela energia, as NOC e as IOC terão de trabalhar em conjunto no futuro. As preocupações e as *drivers*, de qualquer delas, terão de ser bem compreendidas, de forma a tornarem-se fontes de oportunidades para uma cooperação mais estreita. Se prevalecer a desconfiança entre ambas, esta situação não só irá atrasar a privatização na indústria do petróleo, como poderá abrir o caminho a uma tendência de nacionalização da indústria, mesmo que algumas NOC cheguem a ser privatizadas.

Para finalizar, há ainda que lembrar que as NOC enfrentam dois tipos de desafios na indústria: o doméstico e o internacional. Em relação ao primeiro, as NOC ainda têm algum controle; mas em relação ao segundo têm muito pouco. A nível interno, lidam essencialmente com desafios de capacidade e de operacionalidade, ou seja, têm de melhorar os seus processos de gestão e o seu acesso à tecnologia, adquirindo mais experiência. A nível externo, as companhias enfrentam ameaças industriais similares, as quais são comuns às IOC. Isto implicará manter a quota de mercado, num contexto de concorrência de outros produtores, estabelecer novos mercados, proteger a procura futura pelos hidrocarbonetos e responder às novas regulamentações ambientais nos países consumidores. Porém, estes desafios comuns irão afectar cada NOC de forma diferente, pois cada uma tem forças e fraquezas diferentes e estabeleceu-se no seu próprio nicho de mercado.

Muitas das NOC foram criadas como companhias privadas, baseadas em contratos de concessão. Foi através de um processo de nacionalizações nos países produtores de petróleo que surgiram as NOC. Estas foram-se alargando e desenvolvendo num ambiente monopolístico. Actualmente, assiste-se em algumas destas NOC a um percurso inverso, ou seja, à reprivatização parcial ou total.

5.3. Vulnerabilidades Críticas das Infra-estruturas Energéticas e Riscos de Turbulências Geopolíticas

5.3.1. O Crescente Poder Geopolítico das NOC

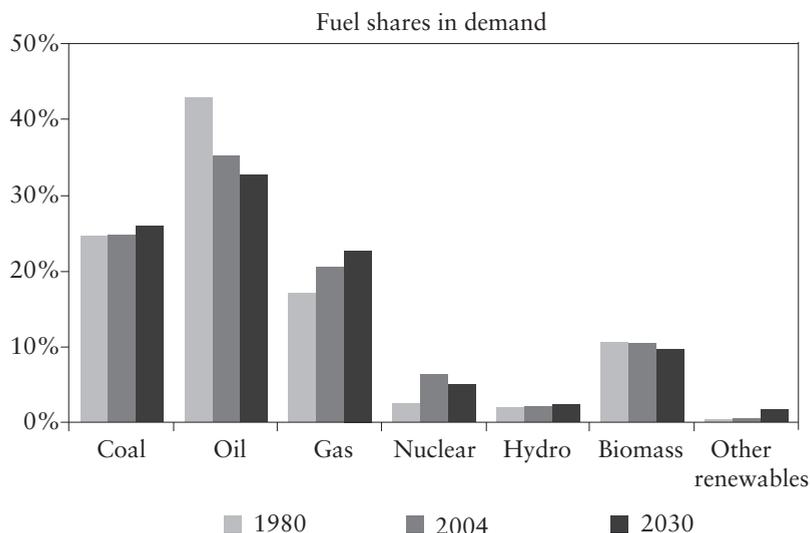
No início do século XX, o carvão era a principal fonte de energia. Somente após a Segunda Guerra Mundial foi substituído pelo petróleo. O aumento demográfico mundial e o rápido crescimento económico, que entre 1950 e 1973 evoluiu ao ritmo anual de 4%, constituem as principais razões para o incremento da produção petrolífera.

O poder do petróleo como arma política revelou-se com todo o seu esplendor em 1973, após o início da guerra do Yom Kippur. Os países árabes da OPEP, após o início do conflito, determinaram uma redução da produção petrolífera ao ritmo de 5% por mês até que Israel abandonasse os territórios ocupados em 1967 e os direitos do povo palestino fossem

restabelecidos. Os choques petrolíferos de 1973 e 1979 vieram revelar o elevado grau de dependência das economias mais avançadas do mundo em relação ao petróleo, e reforçaram o sentimento de poder dos países detentores deste recurso, facto este que perdura até aos dias de hoje.

Desde a década de 70 até aos dias de hoje, o consumo de petróleo não parou de aumentar, tendo-se também mantido inalterável a sua posição predominante em relação às restantes energias. De acordo com a AIE, estima-se que esta tendência ir-se-á manter nas próximas décadas (Figura 5.14).

Figura 5.14. Consumo Primário de Energia: Cenário Referência (1980-2004/2004-2030)



Fonte: IEA/OCDE, *World Energy Outlook 2006*, 2006, p. 67

O petróleo continuará a manter uma posição de força na paisagem energética mundial. Por um lado, as perspectivas de aumento da procura energética nas próximas décadas permitem deduzir que os preços dos hidrocarbonetos continuarão bastante elevados (em Dezembro de 2007 alcançaram praticamente os US\$100 o barril). Por outro lado, o fenómeno da reconcentração do recurso petrolífero no Médio Oriente e na Rússia introduz fortes incertezas geopolíticas nos próximos 10 anos, em virtude da instabilidade política destas regiões.

Uma das principais ameaças à segurança energética é, sem dúvida, o aumento dos preços energéticos, quer nos mercados mundiais (como se tem verificado em diversas crises energéticas ao longo dos anos), quer pela imposição de aumento dos preços por um oligopólio ou por um monopólio, cartel ou país. Em alguns casos, a ameaça pode vir de um único fornecedor energético, ou seja, de Estados que detêm o poder de influenciar os mercados mundiais pelas suas acções. Para além da manipulação de preços, este género de fornecedores pode ir mais além suspendendo ou rescindindo os contratos de fornecimentos. Este tipo de comportamento tem-se verificado aquando da necessidade de fazer pressão durante negociações económicas (como a disputa entre a Rússia e a Bielorrússia em Janeiro de 2007), de pressionar politicamente (caso do comportamento da OPEP em resposta ao apoio do Ocidente a Israel, durante a guerra do Yom Kippur). A suspensão de abastecimentos pode também ser o resultado de sanções internacionais contra um país.

A subida dos preços do petróleo cristaliza todas as inquietudes. Desde um preço mínimo histórico de US\$10 em 1998 por barril, os preços têm evoluído a um ritmo de US\$20-30 entre 2000 e 2003, próximo do objectivo estipulado pela OPEP. A multiplicação do preço por três, até ao *plafond* histórico de US\$78 no início de 2006, apanhou os mercados desprevenidos. Cinco razões principais estão na origem deste aumento de preços, a saber²⁷:

- Incapacidade de os produtores aumentarem rapidamente a produção numa indústria submetida a ciclos de investimento de 10 a 20 anos²⁸;
- Ausência de elasticidade da procura a curto prazo. Com um rendimento energético elevado, fácil de transportar e de utilizar, o

²⁷ Cf. Jean Herst Keppler, «Pétrole – La Nécessité d'une Approche Multilaterale», in *Ramsés 2008* [Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Paris: Dunod, 2007], pp. 68-69.

²⁸ Com efeito, segundo António Costa e Silva (in «O Petróleo e os Mitos da Economia», *Expresso*, 19/1/08, p. 30), a produção não-OPEP está estagnada e cresce muito pouco, e várias províncias petrolíferas estão em declínio. A produção OPEP responde lentamente porque o nacionalismo dos recursos aumenta a ineficiência da produção; a falta de equipamento e de recursos humanos atrasa os projectos; a vontade da OPEP em aumentar a produção é dúbia.

petróleo continua a ser vital para as economias modernas via o transporte;

- As incertezas políticas nos grandes países produtores – Irão, Iraque, Venezuela, Nigéria e inclusive Rússia – desencadeiam o risco de elevação dos preços até aos US\$200 o barril;
- O aumento da procura petrolífera na Ásia devido ao crescimento económico associado à vontade chinesa de reduzir as suas reservas estratégicas (equivalentes a 20 dias de consumo);
- Os desafios geológicos, técnicos e financeiros associados à colocação em produção de fontes de aprovisionamento alternativas (reservas em águas profundas ou árticas, xistos petrolíferos e petróleo pesado no Canadá e na Venezuela).

Os preços elevados do petróleo traduzem-se em impostos pesados sobre os consumidores, gerando rendimentos inesperados para os países exportadores, tendo-se tornado, em 2006, a maior fonte mundial de fluxos de capitais líquidos, ultrapassando a Ásia, pela primeira vez, desde a década de 70. A maioria destes rendimentos tem sido reciclada nos mercados financeiros globais, tornando os investidores dos petrodólares em *players* cada vez mais poderosos.

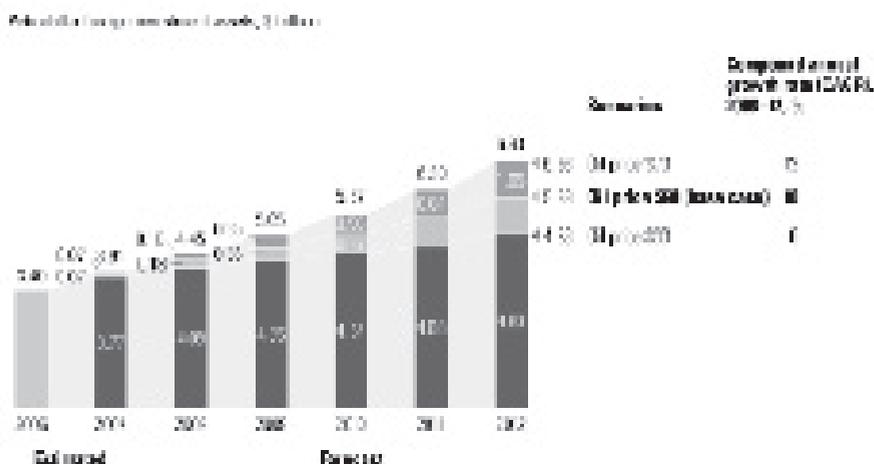
É provável que a influência dos investidores dos petrodólares continue a crescer, pelo menos nos próximos cinco anos. A amplitude exacta dos investimentos estrangeiros dos petrodólares dependerá dos preços do petróleo, os quais são ainda objecto de alguma incerteza. No entanto é possível estimar, em termos gerais, a direcção dos activos dos petrodólares utilizando três preços de referência e pesquisando a procura global de energia através do *McKinsey Global Institute* (MGI)²⁹.

Se o barril estiver a US\$50, o capital líquido anual saído dos países petrodólares chegará aos US\$387 biliões/ano até 2012. Este total representa uma infusão extraordinária de capital nos mercados financeiros a uma taxa de mais de US\$1 bilião por dia. A US\$70 o barril, os petrodólares fluirão nos mercados globais crescendo ainda mais, alcançando US\$628 biliões por ano em 2012, implicando novos investimentos dos

²⁹ Diana Farrel; Susan Lund, «The New Role of Oil Wealth in the World Economy», in *The McKinsey Quarterly* (Janeiro de 2008, *online*, disponível em http://www.mckinseyquarterly.com/article_page.aspx?ar=2093&l2=5&l3=2&srId=17).

petrodólares de praticamente US\$2 biliões por dia. Em 2012 o *stock* total dos activos estrangeiros dos petrodólares crescerá até US\$6,9 triliões. Mesmo que os preços do petróleo declinem para os US\$30 o barril, os activos estrangeiros dos petrodólares crescerão a uma taxa média robusta de 6% por ano, alcançando os US\$4,8 triliões em 2012, quando os países produtores de petróleo acrescentarão US\$147 biliões ao sistema global financeiro.

Figura 5.15. Activos de Investimento Estrangeiro dos Petrodólares (US\$ triliões)



Source: IEA/McKinsey Quarterly, *World Energy Outlook 2008*; Global Energy Reserves 2008; International Energy Agency, *World Energy Outlook 2008*.

Fonte: Farrel e Lund, «The New Role of Oil Wealth in the World Economy», *The McKinsey Quarterly*, Janeiro de 2008.

«This flood of oil money is creating new dynamics, and the rise of petrodollar investors feeds growing concern about their government connections and influence on markets. Since facts about these powerful new investors have been scarce, our research aims to ground the debate by providing new data and analysis.»³⁰

³⁰ Diana Farrel; Susan Lund, *op. cit.*

Segundo Diana Farrel e Susan Lund³¹ os investidores das nações exportadoras de petróleo possuíam entre US\$3,4 e 3,8 trilhões em activos financeiros estrangeiros. Estes activos são investidos internacionalmente de diversas formas: bancos centrais, fundos soberanos (*sovereign wealth funds*)³², companhias de investimento governamentais, investidores individuais, companhias governamentais e companhias privadas.

No futuro, a assimetria entre o crescente aumento da procura e os recursos energéticos domésticos tende a reforçar-se. Perante o claro desequilíbrio entre as reservas e produções de petróleo e de gás em relação aos centros de consumo a nível mundial (as quais estão concentradas no Médio Oriente e na Euro-Ásia), acresce o facto de estas estarem em grande parte nas mãos das NOC, o que dificulta muitas vezes as negociações entre os Estados, dado as NOC, por vezes, servirem de instrumento às políticas interna e externa do respectivo país.

Não é nenhuma surpresa que as NOC, com o seu acesso a vastos recursos mundiais, estejam a tornar-se cada vez mais importantes *players* na política mundial. Têm cada vez mais solicitações dos seus governos para se comprometerem em actividades que apoiem os objectivos da política externa dos seus países. Os exemplos são múltiplos. A título ilustrativo, os esforços da Saudi Aramco para conseguir *outputs* petrolíferos após a invasão do Kuwait pelo Iraque e a aproximação da China à Rússia, Venezuela e Irão.

Por vezes os acordos *NOC-to-NOC* são desenhados para construir laços que possam servir de apoio nas adversidades, como é o caso dos esforços do Irão em oferecer campos petrolíferos às NOC chinesas, euro-

³¹ Diana Farrel; Susan Lund, *op. cit.*

³² Com a globalização tem-se assistido ao triunfo da economia de mercado no mundo. Todavia, hoje em dia os *players* importantes são Estados e não entidades privadas. Com efeito, os Estados têm um papel dominante na produção de «raw materials»/«commodities». Dos 24 principais fundos soberanos, 10 têm origem na Ásia, oito no Médio Oriente, três na Europa (dois na Noruega e um na Rússia), dois na América do Norte (um no Canadá e outro no Alasca) e um no Grande Magrebe (Líbia). 70% dos fundos soberanos provêm de países não democráticos e um quarto, inclusive, de países potenciais ameaças ou mesmo hostis, levantando a questão se estará a nova finança a transformar-se num braço político armado das ambições geopolíticas dos «emergentes». (Cf. J. Nascimento Rodrigues, «O Poder dos Fundos Soberanos», in *Expresso*, 26/1/08, p. 31).

peias e indianas. Outros, como os acordos da Lukoil na bacia do Cáspio ou os investimentos da Malásia no mundo islâmico, visam cimentar laços regionais e reforçar a influência dos governos respectivos.

A utilização de operações petrolíferas para fins geopolíticos pode ser complexa e multifacetada. Por exemplo, o papel geopolítico da PDVSA inclui «proteger» o presidente Hugo Chávez e a sua «Revolução Bolivariana». H. Chavez adoptou uma política externa agressiva para restringir os efeitos da globalização e a pressão dos EUA ao seu regime. Este activismo da política externa na América Latina, Caraíbas, Médio Oriente e Ásia baseia-se em promessas de ajuda económica e projectos conjuntos de energia.

Os objectivos geopolíticos podem ser uma «arma de dois gumes». Caso a ameaça do Irão em cortar todas as exportações petrolíferas ao Ocidente, como resposta à discórdia do desenvolvimento de armas nucleares, se concretize, o país também sofrerá as consequências de tal decisão. A ameaça em paralizar os mercados petrolíferos globais é um aspecto central do conceito iraniano da dissuasão geoestratégica. Os membros proeminentes da segurança iraniana ameaçaram bloquear rotas vitais de trânsito de petróleo, no estreito de Ormuz, caso os interesses do Irão sejam ameaçados.

«Such rhetoric has prompted NIOC to respond with counterassurances of supply reliability, but clearly, NIOC stands to lose from the perceptions of its proximity to the political risk of its home nation, as is witnessed in the drop in its credit rating, the drying up of foreign investors in its oil and gas sector and the loss of financing from lending agencies previously involved with Tehran.»³³

O poder geopolítico das NOC está bem representado pela Saudi Aramco, dada a sua posição de abastecedor *swing* de produção petrolífera. Desde a sua criação, a Saudi Aramco tem sido um instrumento da política externa saudita.

«The Saudi firm is the only state oil company that is truly a global oil swing producer. It is the main possessor of spare crude production capacity in the world. Indeed, this enables Saudi Arabia to re-

³³ Amy M. Jaffe, *op. cit.*(a), p. 11.

place the exports of any small – or medium – sized oil producing nation within days or weeks. The kingdom, of course, also has the power to pull significant volumes off the market as well.»³⁴

Actualmente, está comprometida numa maior expansão do sector *upstream*, o qual implicará os requisitos de *spare capacity* do reino, ao mesmo tempo que prossegue com o papel de liderança global e regional num tempo de conflito e de instabilidade no golfo Pérsico. Alguns analistas sauditas defendem que é importante para o reino ter a capacidade de substituir as exportações petrolíferas iranianas, no caso de um conflito internacional com Teerão resultar numa perda de petróleo para o mercado. O analista saudita Nawaf Al-Obaid, ex-gestor do Projecto de Avaliação da Segurança Nacional Saudita, publicou um artigo – «Saudi Arabia’s Strategic Energy Initiative» – no qual afirma que, se for necessário, a Arábia Saudita terá a capacidade para substituir todo o petróleo exportado pelo Irão.

«Saudi Arabia not only has a strategic interest in reining in Iran, but it is well positioned to do so. With the price of oil at a high, the kingdom’s influence as the world’s central banker of energy is at its apex, making it the economic powerhouse of the Middle East.»³⁵

Em ambos os casos, quer no papel da política externa, quer a nível das suas responsabilidades a nível nacional, a Saudi Aramco é um bom exemplo dos objectivos, comportamentos e estratégias a que as NOC podem responder para além do desempenho comercial rentável. A Saudi Aramco está comprometida com práticas de gestão comerciais, tendo em conta as oportunidades de negócio e a avaliação dos procedimentos. Não obstante, as suas prioridades ainda cedem perante as necessidades do Estado.

Assim, regra geral, as NOC têm um papel e são afectadas pela política, quer doméstica, quer internacional, do seu país. Muitas vezes, são os instrumentos da política externa e estratégica de um país e, na maior par-

³⁴ Amy M. Jaffe, *op. cit.*(a), p. 11.

³⁵ Nawaf Al-Obaid, «Saudi Arabia’s Strategic Energy Initiative», *in* Amy M. Jaffe, *op. cit.* (a), p. 12.

te dos casos, estão em concertação com as políticas externas e estratégicas dos seus governos. Muitas vezes são utilizadas para formarem alianças.

Naturalmente, a divergência de prioridades afecta a capacidade de uma NOC desempenhar a sua tradicional função-chave de companhia petrolífera – substituir reservas e expandir a produção. As prioridades em alguns casos mudam ao longo do tempo. Por exemplo, as actuais políticas em prática na Venezuela são bastante diferentes sob a liderança de Hugo Chávez do que o eram sob Luis Guisti, (antigo presidente da PDVSA).

Com efeito, se se observarem as realidades internas dos Estados detentores das maiores reservas e principais exportadores de petróleo, constata-se a permanência de sérias ameaças a uma interrupção na produção que pode ser causada pela instabilidade económica, social e política nestes países. Por exemplo, os acontecimentos na Venezuela em 2002-2003 afectaram grandemente o sector petrolífero do país. A Arábia Saudita, a Indonésia, a Argélia, o Irão, o Iraque, o Azerbaijão, o Cazaquistão, a Líbia, os produtores do golfo da Guiné e inclusive a Rússia lidam com uma série de desafios internos. Acresce o facto de que, no âmbito da produção não OPEP, a queda dos índices produtivos das explorações do mar do Norte e dos EUA será compensada pela emergência de produtores e de regiões bastantes mais instáveis (Rússia, etc.). Esta mudança coloca novos desafios à segurança energética dos maiores importadores.

Com efeito, os regimes dos principais detentores e produtores de petróleo e gás natural dependem, em maior ou menor grau, dos rendimentos petrolíferos para a manutenção da sua autoridade política.

O *Polity IV Database*³⁶, desenvolvido na Universidade de Maryland com base numa análise política, procurou avaliar o tipo de regime – mais ou menos democratizado/mais ou menos autocrático – dos grandes detentores de reservas e produtores de petróleo³⁷. E concluiu que as restrições políticas nos grandes países produtores de petróleo têm, sem dúvida, importantes implicações para a alocação de recursos – sobretudo

³⁶ Energy Intelligence, «How Low Can They Go?» (2002, *online*, disponível em http://www.energyintel.com/DocumentDetail.asp?document_id=73507#top).

³⁷ A base de dados avalia cada país anualmente através de uma pontuação positiva para as características positivas e negativas de regimes mais autocráticos. Nesta aplicação, o carácter político é medido numa escala de 0 a 20, em que o 0 traduz maior grau autocrático e o 20 maior democraticidade.

do quando são confrontados com défices nas receitas. Nenhum país exportador de petróleo do Golfo elege o seu chefe de Estado, e as eleições parlamentares apenas se realizam no Kuwait. As monarquias do Golfo adoptaram uma espécie de «contratos sociais» com os seus nacionais, através dos quais estão assegurados salários e subsídios desde que nascerem até morrerem, sobretudo no âmbito da saúde, educação e emprego garantido. Este tipo de pacto de governação implica gastos pesados nos orçamentos governamentais, agravados em períodos de preços baixos. No pós-11 de Setembro o ambiente tornou mais difícil a retirada dos patrocínios institucionalizados nestes países.

Em Estados como a Indonésia, a Venezuela, a Nigéria e o México está a emergir uma tradição democrática, mas com resultados contraditórios. Os três membros da OPEP têm populações relativamente numerosas e enfrentam uma pobreza generalizada e pressões socioeconómicas que dificultam as tentativas governamentais em cortarem os subsídios básicos e em racionalizarem os gastos orçamentais.

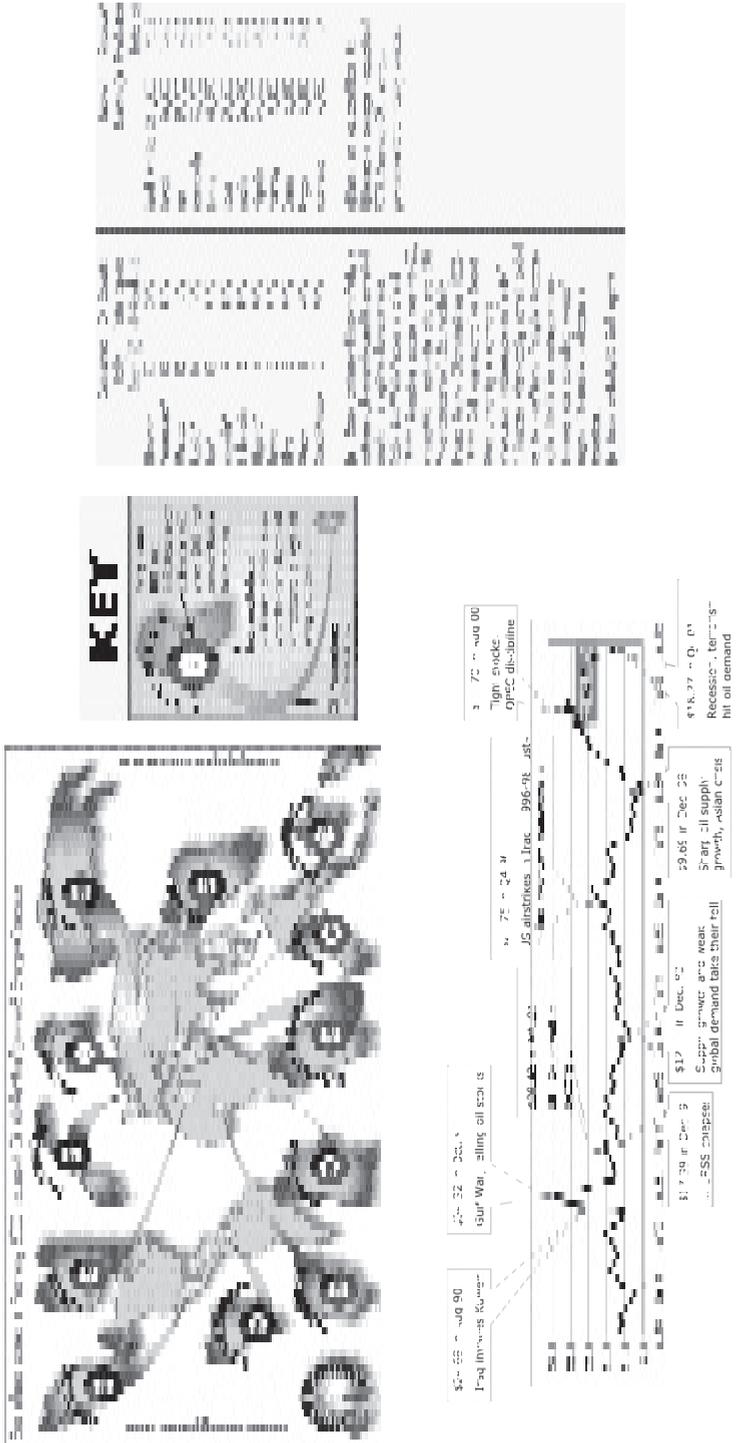
Através da figura 5.16 constata-se precisamente que a Arábia Saudita – país com maiores reservas e o maior exportador de petróleo – é o país mais autocrático. Já o país mais democrático – o nono país com maiores reservas petrolíferas e o décimo maior exportador deste hidrocarboneto – é a Noruega.

Face ao tipo de regime político dos principais detentores de petróleo e o crescente papel das NOC nos mercados petrolíferos a nível global, surgem importantes implicações para as nações importadoras de petróleo, nomeadamente³⁸:

- Se uma grande quota-parte do investimento petrolífero global na capacidade de produção de petróleo for impedida pelas prioridades socioeconómicas não comerciais das NOC, então as nações importadoras terão de ajustar as suas estratégias energéticas nacionais para reduzirem a vulnerabilidade às alterações ou instabilidades no reinvestimento das NOC.
- As nações consumidoras terão também de debater os benefícios e os desafios de terem NOC em busca da segurança da procura e outros benefícios da integração vertical ao posicionarem-se elas próprias nos mercados *downstream* através da aquisição de activos nos grandes mercados de consumo.

³⁸ Amy M. Jaffe, *op. cit* (b).

Figura 5.16. Mapa Mundial da Geopolítica do Petróleo da EIG: Restrições Políticas e Financeiras



Fonte: Energy Intelligence, «How Low Can They Go?», 2002.

Num contexto em que a geopolítica do petróleo actualmente tem determinadas características – dependência das economias mais desenvolvidas de importações massivas de petróleo, actuação concertada dos principais produtores (controlando os preços do crude), o golfo Pérsico como região estratégica (detendo as maiores reservas mundiais e concentrando produtores que possuem uma capacidade adicional de produção), os Estados detentores dos maiores reservatórios de petróleo e também os maiores produtores continuam, na sua generalidade, com graves problemas políticos, sociais e económicos que afectam a sua estabilidade interna e podem provocar interrupções na produção, e a segurança dos fluxos mundiais de petróleo permanece para os EUA uma *causis belli*³⁹ –, a concepção de segurança energética⁴⁰ e os mecanismos para a alcançar têm de ser repensados.

Desde o primeiro choque petrolífero que a segurança energética tem sido associada ao crescimento económico e ao incremento dos níveis de vida da população dos Estados mais desenvolvidos. A segurança energética assumiu uma relevância na agenda internacional, tendo sido colocada no topo das prioridades estratégicas dos EUA e de vários países europeus. Com o crescente poder das NOC torna-se imprescindível criar novos equilíbrios geopolíticos.

O mundo petrolífero deverá aumentar os investimentos para diversificar a oferta. A mudança dos comportamentos energéticos dos países desenvolvidos e de alguns países emergentes – China e Índia – torna-se uma necessidade. As tensões no Médio Oriente deverão ser atenuadas por várias razões, mas sobretudo porque o mundo depende dos seus recursos.

Assim, no futuro a geopolítica do petróleo deverá enfrentar alguns dos seguintes desafios:

- **Continuação do crescimento da procura** – Os principais países importadores de petróleo são os EUA e a China (que já ultrapassou

³⁹ Cf. João Garcia Pulido e Pedro Fonseca, *O Petróleo e Portugal – O Mundo do Petróleo e o seu Impacto no Nosso País* (Lisboa: Tribuna da História, Dezembro de 2004), pp. 258-259.

⁴⁰ A Segurança Energética é progressivamente definida como uma partilha de interesses entre os vários actores do sistema petrolífero mundial, mais do que um jogo em que a vitória dos produtores significa a derrota dos consumidores e vice-versa (*in* João Garcia Pulido e Pedro Fonseca, *op. cit.* p. 260).

o Japão e é hoje o segundo consumidor do mundo). A China e a Índia importam no presente 5,3 milhões de barris de petróleo por dia e importarão quatro vezes mais em 2020, isto é, cerca de 20 milhões de barris de petróleo por dia, o que é equivalente ao consumo dos EUA hoje. Está pois em curso uma mudança estrutural no padrão de consumo a nível global.

Daí que se esteja a verificar um desfasamento crescente entre a oferta e a procura, o qual também está relacionado com uma mudança estrutural no padrão da procura. Este tem hoje uma relação não-linear com o preço: enquanto nos choques petrolíferos anteriores se verificou que a procura e o consumo caíram assim que se atingiram preços elevados, hoje isso não acontece por causa do novo papel dos países emergentes onde a procura se mantém elevada e onde em muitos casos, como a China, a Malásia, a Tailândia, etc., os preços dos combustíveis são subsidiados pelos Estados, o que protege os consumidores e não ajuda à mudança de hábitos. Mas os acontecimentos recentes na China, com o aumento de preços decidido pelo governo e as tensões geradas, indiciam que também aí os preços muito elevados estão a provocar mudanças.

Apenas uma crise económica poderá reduzir a amplitude do crescimento asiático.

- **Desfasamento entre a procura e a oferta** – Apesar de um aumento anual da produção mundial de pelo menos 500 000 barris/dia desde 2001, as capacidades excedentárias de produção parecem estar limitadas (1,5 milhões barris/dia no início de 2006, ou seja, menos 2% das capacidades mundiais de produção, contra os 20% de 1990). A ausência de capacidades inutilizadas faz com que não exista mais margem de manobra nos mercados petrolíferos mundiais. Uma nova crise económica, social ou diplomática numa das regiões produtoras terá inevitavelmente consequências directas e imediatas no preço do barril. No âmbito da oferta mundial, a Arábia Saudita e os EUA detiveram até agora o papel fundamental de reguladores conjunturais do mercado, por via da existência de capacidades excedentárias de produção na Arábia Saudita e da dimensão das reservas estratégicas dos EUA (quando a Administração dos EUA aceite utilizá-las para intervir na regulação con-

juntural do mercado); mas o crescimento rápido da procura da Ásia e o limitado aumento de oferta por parte dos países OPEP poderá reduzir inexoravelmente essa capacidade excedentária, enquanto a tentativa dos EUA de romper o modelo OPEP no Iraque com a abertura do sector petrolífero *upstream* deste país às IOC (e eventualmente às NOC das economias emergentes da Ásia), em total contraste com o que se passa nos restantes países do Golfo, criou uma desconfiança duradoura da Arábia Saudita face aos EUA.

Hoje em dia, o mundo do petróleo confronta-se com a instabilidade interna de numerosos produtores-chave como são os casos da Nigéria, Iraque ou Venezuela, e a imposição de incertezas que rodeiam o Irão no conjunto do golfo Pérsico. Determinados países ou regiões poderão tornar-se desafios depois das batalhas comerciais ou políticas em caso de crise grave (golfo da Guiné, Argélia e Líbia).

As energias alternativas ainda não existem em grande escala, com excepção do nuclear, solução tomada por diferentes países, como França, Finlândia e, sobretudo, China, Índia, Reino Unido e EUA. Todavia, a cooperação internacional em torno da redução de gases com efeito de estufa vai reforçar o desenvolvimento de tecnologias que superem a necessidade de queima maciça de combustíveis fósseis. A conjugação de elevados preços do petróleo e do gás natural, com a eventual introdução de um preço para o CO₂, acelerará o desenvolvimento de novas tecnologias energéticas, que irão reduzir as necessidades de combustíveis no mundo desenvolvido e incentivar a maior eficiência energética nas economias emergentes.

- **Ritmo dos investimentos** – Desde 1999 que os investimentos no mundo petrolífero continuam a não ser suficientes por vários motivos: encerramento de actividades do *upstream* petrolífero nos países produtores, concentrações capitalistas em curso, problemas e/ou conflitos nas zonas de produção. As NOC (Pemex, PDVSA, NIOC, KPC, etc.) que conjuntamente detêm 80% das reservas petrolíferas mundiais investem pouco, necessitando da tecnologia disponível nas companhias privadas ocidentais (nomeadamente, em tecnologias *offshore* e em tecnologias de exploração avançada

dos jazigos), com as quais, no entanto, querem partilhar o menos possível da renda petrolífera.

Tendo em conta que a perspectiva de abertura do sector *upstream* do petróleo ou do gás dos principais países produtores é uma realidade cada vez mais distante, os mercados não deverão voltar a estar fluidos, como nos anos 90, antes de 2010-2012, data em que os investimentos feitos pelas grandes IOC (Total, Chevron, Exxon, Shell, BP, etc.) ao longo dos dois últimos anos nas diferentes regiões (golfo da Guiné, mar do Norte, EUA) deverão estar maduros. Deve também ter-se em conta uma crise mundial do investimento no âmbito da refinação, sobretudo na América do Norte. Actualmente, a crise é flagrante: as capacidades de refinação são inferiores às de 1975 e os seus limites são constantemente atingidos desde 2000.

- **Receios do *Peak Oil*?** – O petróleo deverá continuar a ser no futuro, como já se viu, a principal fonte de consumo energético a nível mundial, caso as modalidades de utilização desta matéria não se alterem.

A estimativa das reservas petrolíferas tornou-se objecto de discussões de cifras entre optimistas e pessimistas, e muitos interrogam-se sobre o *Peak Oil*, momento a partir do qual 50% das reservas mundiais terão sido consumidas. Este debate tem alimentado as incertezas em relação aos dados disponíveis: estado das reservas, níveis de consumo, nível de intensidade energética (quantidade de energia necessária para produzir um bem), taxa de recuperação (nível de petróleo recuperado por cada poço de petróleo), quantidades utilizáveis de petróleos não convencionais. Algumas NOC de países produtores têm muitas vezes subestimado ou sobrestimado as suas reservas reais, sem que tais cifras possam ser verificadas.

- **A acessibilidade das reservas** – Como já se viu, as reservas petrolíferas estão concentradas no Médio Oriente (61,5%) e 77% situam-se nos territórios dos Estados-membros da OPEP. Estas regiões estão na sua maioria fechadas ao investimento de companhias ocidentais.

As companhias petrolíferas e de gás privadas (IOC) são tradicionalmente as principais responsáveis pela descoberta de novas jazis-

das de petróleo e gás natural fora da OPEP e da Rússia, e as suas decisões dependem da sua rentabilidade comparada nos mercados de capitais; o aumento de custos de descoberta e exploração de novas jazidas, as dificuldades em entrar em novas regiões produtoras e a necessidade de valorizar as suas acções no mercado têm levado a que várias delas reduzam o investimento em prospecção, «devolvendo» aos accionistas parte dos resultados excepcionais dos últimos anos de altos preços, sob a forma de dividendos e de aquisição de acções próprias, e procurem ampliar a sua base de reservas através de fusões e aquisições.

- **Factores de risco no Médio Oriente** – Há que distinguir dois tipos de choque, nomeadamente um de curto prazo (ruptura provisória de abastecimentos) e um de longo prazo com fortes implicações geopolíticas. No segundo caso, o Médio Oriente continuará a deter um papel chave nas questões petrolíferas, pois o mundo deverá continuar estruturalmente a estar bastante dependente das energias fósseis desta região.

O Médio Oriente é o coração do mundo petrolífero com 61,5% das reservas provadas e 31,2% da produção mundial (em 2006, segundo a BP). A Arábia Saudita é o maior produtor mundial e o país com as maiores reservas (praticamente $\frac{1}{4}$ do total mundial). Consequência da crise nuclear, o Irão tornou-se o centro das atenções do mundo petrolífero. Este país está localizado entre duas grandes regiões de exploração de hidrocarbonetos – o golfo Pérsico e a região da Ásia Central/mar Cáspio – encontrando-se, portanto, no coração da problemática. O Irão detém 15,5% das reservas de gás e 11,4% das reservas de petróleo a nível mundial. Este Estado continua incontornável, apesar da Lei d'Amato Kennedy, adoptada pelo Congresso norte-americano, a 8 de Agosto de 1996, com a finalidade de sancionar os Estados-párias (em virtude do seu apoio ao terrorismo internacional, à sua vontade de deterem armas de destruição massiva e à sua hostilidade em relação ao processo de paz no Médio Oriente), conferindo ao presidente dos EUA o poder de decretar sanções económicas e o dever de punir qualquer investimento superior a US\$20 milhões/ano, efectuado no sector energético do Irão e da Líbia. A posição do Irão deverá reforçar-se, dada a reconcentração esperada

da oferta mundial dos hidrocarbonetos no Médio Oriente, nomeadamente face à pouca probabilidade de importantes descobertas noutras lugares nos próximos 20 anos.

- **Os hidrocarbonetos do Cáspio e da Rússia, um potencial muito cobijado** – A Rússia detém a nível mundial 26,3% das reservas provadas de gás e 6,6% das reservas de petróleo. Herdeira das jazidas de hidrocarbonetos, das infra-estruturas e dos contratos da União Soviética, é hoje em dia o primeiro produtor mundial de gás e o segundo de petróleo. Principal fornecedor da Europa em matéria de gás e de petróleo, a Rússia é responsável por 41,9% dos aprovisionamentos de gás natural da União Europeia. Daí que a União Europeia seja o mercado de exportação privilegiado. Em relação ao petróleo russo, este também é exportado principalmente para a União Europeia (30,1% em 2005).

Actualmente, a diplomacia energética russa (ou «diplomacia do tubo») articula-se em torno de três grandes eixos, nomeadamente: o acesso aos recursos (em particular ao gás natural da Ásia Central), a segurança das vias de exportação (as que passam pelos países de trânsito considerados por Moscovo politicamente pouco fiáveis) e o reforço da presença de grupos russos no Ocidente, nomeadamente pela aquisição de participações nas companhias energéticas europeias. Em todos estes domínios, a Federação Russa tem vindo a somar triunfos no último ano.

Com o desmoronamento da União Soviética e do Conselho de Assistência Económica Mútua (COMECON), o dispositivo de exportação da Rússia ficou fragilizado, sobretudo em relação ao gás natural, cujas exportações dependem largamente da rede de gasodutos existentes. A independência da Ucrânia e da Bielorrússia, países pelos quais passam praticamente a totalidade das exportações russas em direcção à Europa via os gasodutos Eurosiberiano (Ucrânia) e Yamal (Bielorrússia), multiplicou os países de trânsito até ao destino final dos países europeus. A mesma situação se verificou em países que outrora estavam na órbita soviética, como a República Checa, a Eslováquia e a Polónia, e que se tornaram membros da União Europeia, constituindo vias de passagem dos gasodutos russos em direcção à Europa. Estas evoluções são encaradas pela Gazprom

como importantes factores de risco na sua estratégia de exportação. O crescimento das capacidades de transporte (151,46 bmc/ano) responde também a uma vontade de diversificação visando uma maior segurança nas exportações para a União Europeia. Assim, a realização do North European Gas Pipeline (NEGP) permite transportar o gás russo até à Europa do Norte pelo mar Báltico (Alemanha), abrindo uma via de exportação não transitável por nenhum país terceiro e proporcionando à Gazprom o acesso a novos mercados. A deslocação da União Soviética deu lugar à emergência de uma nova zona potencialmente grande produtora de hidrocarbonetos – a região do mar Cáspio. Esta região poderá afirmar-se como um concorrente principal da Rússia e inclusive do Médio Oriente, e redesenhar o mapa dos abastecimentos da Europa e da Ásia. Os Estados que fazem parte da região – exceptuando o Irão e a Rússia – são o Azerbaijão, o Cazaquistão e o Turquemenistão, os quais detêm reservas ainda incertas (7 mil milhões de barris/ano, 39,8 mil milhões de barris/ano e 0,5 mil milhões de barris/ano respectivamente para o petróleo; e 1,35 triliões de m³/ano, 3 triliões de m³/ano 2,86 triliões de m³/ano respectivamente para o gás). Estes níveis de reservas permitirão que no futuro estejam aptos a produzir entre níveis bastante mais elevados destes dois hidrocarbonetos. Todavia, esta região necessitará de investimentos consideráveis e o desenvolvimento de importantes jazigos no Azerbaijão (Chirag, Azeri, Gunashli e Shah Deniz) e no Cazaquistão (Karachaganak, Tengiz e Kashagan) a cargo das principais IOC através de acordos de partilha de produção.

Há que, no entanto, não esquecer que o mar Cáspio é um mar fechado, cujo estatuto jurídico (mar *versus* lago) é incerto, e tem sido objecto de numerosos conflitos entre Estados ribeirinhos pela partilha das águas territoriais. Neste contexto, o ritmo de desenvolvimento das jazidas petrolíferas e de gás estará dependente das escolhas das vias de exportação, bem como dos mercados de exportação prioritários, Europa ou Ásia⁴¹.

⁴¹ O bloqueio sobre os recursos energéticos do mar Cáspio remonta a 1991, aquando do desmoronamento da URSS. Desde então os cinco países ribeirinhos – Irão,

A escolha das vias de exportação constitui um risco económico e político, dado que a área que se estende desde a Ásia Central (Cazaquistão, Uzbequistão, Turquemenistão) ao Transcáucaso (Azerbaijão) esteve durante muitos anos sob o domínio de Moscovo. Esta zona, a qual procura uma nova integração internacional, é um lugar de confronto de interesses de potências como os EUA, a Rússia e a China, e ainda de actores privados, como as IOC e as NOC, e inclusive algumas organizações terroristas e movimentos independentistas.

Em matéria de exportação de petróleo, tendo em conta as instabilidades políticas, os numerosos conflitos locais e, portanto, os riscos expostos dos investimentos avultados, foi encontrada uma série de soluções. Por um lado, o oleoduto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC), que transporta o petróleo desde Baku (Azerbaijão) até ao porto turco de Ceyhan via Tbilissi (Geórgia), abre uma brecha no domínio russo sobre as exportações no mar Cáspio. Colocado em prática por um consórcio, cujo líder é a companhia internacional BP com o apoio explícito dos EUA, é uma peça central do futuro East-West Energia Corridor. Por outro lado, as exportações da região do Cáspio, especificamente do Cazaquistão, continuam a transitar pelo território russo através de Bakou-Novorossiysk, do *pipeline* Ateraou-Samara e sobretudo pelo Caspien Pipeline Consortium (CPC). O CPC une as jazidas de Tengiz (Cazaquistão) ao porto de Novorossiysk (com uma capacidade inicial de 0,5 milhão barris/dia poderá vir a ter 1,5 milhões barris/dia a partir de 2008-2010). Este oleoduto, propriedade de companhias privadas e estatais, é a primeira rede privada em território russo.

Rússia, Azerbaijão, Cazaquistão e Turqueministão – não têm conseguido chegar a um acordo para a sua exploração, o que tem travado a extracção e a comercialização dos seus hidrocarbonetos. Segundo o Departamento de Energia dos EUA, o Cáspio tem nas suas águas 44 mil milhões de barris de petróleo, um número similar ao das reservas provadas norte-americanas. As suas reservas de gás são ainda mais elevadas, com 6,6 bmc, rivalizando com a Arábia Saudita, o maior exportador de hidrocarbonetos do mundo. Estes cinco países detêm conjuntamente metade das reservas mundiais de gás e 1/5 das reservas de petróleo. Os interesses divergentes destes cinco países continuam a ser um obstáculo à cooperação regional.

O fornecimento de hidrocarbonetos à China a partir desta zona supõe a entrada em funcionamento de uma infra-estrutura de *pipelines* em grande escala. Dois oleodutos estão praticamente concluídos. Um deles, o West China-West Kazakhstan Oil Pipeline, tem origem no Cazaquistão; o outro é oriundo da Sibéria Oriental (Rússia) e dividir-se-á em dois braços – um com destino à China e outro para o Japão.

- **Papel da América Latina** – A América Latina detém 8% da produção petrolífera mundial e 8,6% do consumo mundial. Possui 8,6% das reservas petrolíferas convencionais mundiais, mas 61,8% destas reservas encontram-se concentradas na Venezuela e 19% no México.

Em 2003 esta região foi alvo de atenção da actualidade petrolífera com a greve da NOC Venezuelana – PDVSA⁴². Os anos 90 tinham fornecido uma imagem de uma América Latina relativamente calma, quer política, quer economicamente. Este clima de relativa paz permitiu o estabelecimento de redes transamericanas de energia, sobretudo no Mercosul, no âmbito do gás e da electricidade. Todavia, o fracasso das estratégias de relançamento económico adoptadas despoletou a contestação política e social. Emergiu um certo nível de populismo reforçando a percepção de que a América Latina se transformou num local instável e cujo petróleo é de difícil exploração.

Não obstante, há que acrescentar o anúncio, a 8 de Novembro de 2007, da descoberta de reservas de petróleo na área de Tupi (que se estima abrigar entre 5 a 8 mil milhões de barris de petróleo, o que equivale a 55% das reservas brasileiras), na camada pré-sal (a

⁴² Durante o mês de Dezembro de 2002, parte dos trabalhadores da PDVSA declararam uma greve geral indefinida, convocada pelos partidos da oposição, empresas privadas e sectores da sociedade civil para exigir a Hugo Chávez a antecipação de eleições.

Esta greve implicou a paragem de produção de petróleo durante dois meses. A produção de crude, bem como as actividades de refinaria (produção de gasolinas e derivados) caiu aproximadamente de 90% a 95%. As perdas ascenderam a mais de US\$10 biliões.

Após o fim da greve, a PDVSA demorou aproximadamente um ano e meio a retomar as suas condições de operação normais.

mais de 5000 metros de profundidade). Esta descoberta é tão descomunal que poderá equivaler ao monte Everest debaixo de água – e em mar alto.

«O volume descoberto, somente na acumulação de Tupi, que representa uma pequena parte da nova fronteira, poderá aumentar em mais 50% as atuais reservas de petróleo e gás do país, que somam hoje 14 bilhões de barris. [...]

A área denominada Tupi foi analisada e testada pela Petrobras. A análise dos testes de formação do segundo poço no bloco BM-S-11, localizado na bacia de Santos, permite estimar o volume recuperável de óleo leve de 28° API, em 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural. A Petrobras é operadora da área e detém 65%, a empresa britânica BG detém 25% e a portuguesa Petrogal – Galp Energia, 10%.»⁴³

- **O Ártico e o «Grande Jogo»**⁴⁴ – Cinco países árticos (Noruega, Rússia, EUA, Canadá e Dinamarca) reclamam à ONU a propriedade do Pólo Ártico, incentivados pelo degelo⁴⁵ (o que permitirá a passagem do Noroeste, uma rota que encurta o trajecto entre Tóquio e Nova Iorque em 23%; e há ainda a possibilidade de abertura do caminho do Nordeste que liga a Sibéria ao Alasca, na zona do mar de Bering⁴⁶) e pelas enormes reservas de gás e petróleo aí

⁴³ «Petrobras Descobre Maior Área Petrolífera do País», Agência Petrobras de Notícias (8/11/07, *online*, disponível em http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=8&id_noticia=4047).

⁴⁴ Expressão popularizada pelo escritor britânico Rudyard Kipling em relação à disputa entre as grandes potências do século XIX pela Ásia Central.

⁴⁵ Segundo vários especialistas é provável que em 2040 o oceano Polar Ártico fique sem gelo, abrindo uma nova rota de ligação entre o Pacífico e o Atlântico, ou seja, uma alternativa ao canal do Panamá.

⁴⁶ Durante o regime soviético, milhões de toneladas de carga eram transportadas por esta rota (rota do mar do Norte), com a ajuda de navios quebra-gelos com motores nucleares. Mas depois do colapso da União Soviética quase deixou de ser utilizada. Se o gelo se afastar como os cientistas prevêem, os navios que viajem entre a Europa do Norte e a Ásia poderão poupar entre 10 a 15 dias.

localizadas. Segundo um relatório do Serviço Geológico dos EUA de 2000, o Ártico alberga 25% das reservas desconhecidas de petróleo e de gás.

Para finalizar,

«Les pays industrialisés disposent de deux stratégies pour assurer la sécurité de leurs approvisionnements. Les principaux pays producteurs et consommateurs (Europe, Etats-Unis, Arabie Saoudite, Chine et Russie) pourraient organiser ensemble un marché mondial aussi transparent et flexible que possible. La deuxième stratégie concerne de manière plus individuelle la sécurisation des approvisionnements pétroliers de l'Europe. La diversification des sources reste le moyen principal pour se prémunir contre les risques d'une interruption des livraisons.»⁴⁷.

5.3.2. Geopolítica do Gás Natural – Tendências Actuais e Futuras

Actualmente, o gás natural está a ganhar uma importância geopolítica crescente e significativa. O gás deixou de ser um combustível marginal, consumido em mercados regionais desconexos, para se tornar um combustível que é transportado em grandes distâncias para ser consumido em sectores económicos distintos. Cada vez mais, o gás natural está a ser a escolha de vários consumidores em virtude do seu reduzido impacto ambiental, sobretudo na geração de electricidade. Assim, não é de espantar que as projecções para as próximas três décadas apresentem uma duplicação no seu consumo.

Como já se viu no ponto 5.1.2, 40,5% das reservas mundiais provadas situam-se no Médio Oriente e 26,7% na Federação Russa, ou seja, longe das áreas onde se espera que a procura pelo gás cresça mais rapidamente. A construção de infra-estruturas é a maior barreira ao aumento do consumo mundial do gás natural. Segundo a AIE, para responder à procura crescente de gás entre 2005 e 2030, serão necessários inves-

⁴⁷ Jean Herst Keppler, «Pétrole – La Nécessité d'une Approche Multilaterale», in *Ramsés 2008* (Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Paris: Dunod, 2007), p. 71.

timentos cumulativos de US\$3,9 trilhões (ou US\$156 bilhões por ano). A exploração e o desenvolvimento de campos de gás representará meta-de deste investimento. O investimento no transporte do GNL duplicará depois de 2020.

O problema do gás natural é, sem dúvida, o desequilíbrio da distribuição das reservas, acrescido do facto de se tratar de áreas política e economicamente complicadas e complexas (como a Rússia e o Irão).

Tendo em conta um conjunto de estudos sobre a geopolítica do gás natural do Baker Institute⁴⁸ nas próximas décadas acentuar-se-ão as seguintes implicações geopolíticas:

- **Novas estruturas de mercado – a mudança do regional para o global**

A principal conclusão do estudo conjunto (do Rice Institute e da Stanford University) é a mudança do mercado regional do gás para um mercado global e interdependente.

Com efeito, um conjunto de desenvolvimentos – aumento da procura, avanços tecnológicos, redução dos custos na produção e na entrega de GNL aos mercados e liberalização do gás – estão a estimular uma tendência de integração dos mercados de gás natural. Tais interconexões de mercados irão ter grandes ramificações, quer para os consumidores, quer para os produtores.

O resultados do modelo de estudo económico – «Modelo de Comércio Mundial de Gás do Instituto Baker (BIWGTM)»⁴⁹ – su-

⁴⁸ Cf. *Geopolitics of Natural Gas*, Baker Institute Study, n.º 29 (EUA: The James A. Baker III Institute for *Public Policy of Rice University* em parceria com o *Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University*, Março 2005); David G. Victor, Amy M. Jaffe e Mark H. Hayes, *Natural Gas and Geopolitics* (Cambridge: Cambridge University Press, 2006).

⁴⁹ O Modelo de Comércio Mundial de Gás do Instituto Baker (BIWGTM) baseia-se no modelo Market Builder dos Altos Partners. O modelo foi construído com base em fundamentos geológicos de reservas de gás natural provadas e potenciais, em fundamentos económicos de custos de desenvolvimento dos recursos, nos custos do desenvolvimento e utilização dos gasodutos e infra-estruturas de GNL, na procura final consumidora e na concorrência intercombustível.

O modelo assume que os recursos são desenvolvidos e transportados para o mercado somente com base em considerações comerciais.

O BIWGTM «captura» o seguinte: 1) o potencial de abastecimento de gás mundial é grande (porém, está concentrado em áreas longe dos mercados; para além do que

gerem que a passagem para um mercado global irá tornar cada região de consumo ou de produção vulnerável a quaisquer eventos em outra região. Disrupções ou descontinuidades no fornecimento ou na procura terão reflexos no mercado global.

Em termos geopolíticos, os factores políticos que afectam as relações entre a Rússia e a China irão afectar os fluxos de gás e os preços a nível mundial (e não apenas no Nordeste asiático). Os maiores países consumidores terão de aprender a lidar com as interdependências de um mercado global de gás.

A Rússia irá desempenhar um papel pivô na formação de preços no novo mercado global de gás, mais flexível e mais integrado. Em relação a outras nações ricas em gás natural como o Qatar, o Irão e a Arábia Saudita, poderão tornar-se em importantes *players*. Porém, estarão em desvantagem porque têm de ter presentes os custos fixos de entrada no mercado devido à falta de infra-estruturas existentes para o transporte do seu gás aos lucrativos mercados europeus e asiáticos. Com excepção do Qatar, não se espera que os países do Médio Oriente venham a ser grandes *players* nas próximas duas décadas (segundo as previsões do estudo). O produtivo gás turco poderá ser lento a entrar no mercado devido a barreiras

algumas destas áreas têm limites na produção e nas infra-estruturas de transporte; importantes recursos estão localizados em países política e economicamente instáveis); 2) o potencial da procura é elevado (China, Índia, e outros países menos desenvolvidos, pressão ambiental para combustíveis limpos); 3) o modelo proporciona uma estrutura microeconómica de forma a examinar alternativas políticas e económicas que podem afectar o mercado.

A procura do gás natural tem sido estimulada pelos seguintes factores: 1) regulações ambientais propostas e actuais; 2) desregulação pró-competitiva da venda por grosso dos mercados de electricidade; 3) desenvolvimento do CCGT; crescimento económico e da população com o inerente aumento da procura energética.

Em relação a desenvolvimentos futuros possíveis da procura: o gás poderá tornar-se um combustível transportável via várias rotas alternativas; outras energias alternativas (solar, nuclear, carvão gaseificado) poderão substituir o gás na produção da electricidade; HVDC poderá substituir o transporte do gás.

(In Peter Hartley, Kenneth B. Medlock III, Jill Nesbitt, *Rice University World Gas Trade Model*, James A. Baker III – Institute for Public Policy – Rice University, Houston 26/5/04, *online*, disponível em http://www.rice.edu/energy/publications/docs/GAS_BIWGTM_March2005.pdf.)

políticas e económicas que dificultarão a sua a mobilidade através da sua rival Rússia.

O mesmo estudo sugere ainda que o mercado dos EUA irá continuar a ser uma região *premium* ao mesmo tempo que a produção norte-americana cairá para manter o mesmo ritmo com a procura e o aumento dos elevados preços dos fornecedores de gás do mundo inteiro. O Alasca será uma importante fonte de abastecimento no futuro.

Várias companhias petrolíferas internacionais estão a investir em projectos de infra-estruturas de gás natural sem ter a segurança da totalidade das vendas finais para o total dos volumes de *outputs*.

- **Alteração dos papéis dos governos – de construtor a facilitador**

À medida que a liberalização do mercado avança em muitos países consumidores-chave e o comércio global de gás natural se expande, o papel dos governos está a deixar de ser o de construtores, operadores e financiadores de projectos para assumir um papel maior, como o de reguladores e o de criadores de «ambientes» para o investimento privado.

Segundo Amy M. Jaffe e David G. Victor⁵⁰, actualmente assiste-se à passagem do «Velho Mundo» – caracterizado por empresas estatais, fortemente regulado, com mercados monopolistas em que os preços do gás estavam indexados ao petróleo – para o «Novo Mundo» – com operadores e financiamentos privados, com múltiplos mercados e uma competição *gas-on-gas*.

Do lado do abastecimento, o papel do governo é importante. Mesmo nos casos em que as empresas privadas têm feito investimentos no desenvolvimento de campos de gás e na construção de infra-estruturas de transmissões, os governos têm sido essencialmente garantes de contratos de longo prazo; historicamente, têm suportado em larga escala os investimentos nas infra-estruturas do gás. No passado, o risco do investidor era mitigado pelos contratos *take-*

⁵⁰ Cf. Amy M. Jaffe e David G. Victor, *Geopolitics of Natural Gas* (Joint Study: Energy Forum of the Baker Institute Rice University and Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University, Study Conference, Houston, 27/5/04, *online*, disponível em http://www.rice.edu/energy/publications/docs/GSP_JaffeVictor_05_26_04.pdf), pp. 9-11.

-or-pay. Mas contratos novos e mais flexíveis estão a ganhar terreno na indústria à medida que os mercados de gás se tornam mais globais. Com efeito, em relação aos contratos de longo prazo, no «Velho Mundo» estes celebravam-se entre os Estados, com fraca exequibilidade quando eram inconvenientes. No «Novo Mundo», os contratos são privados, com uma forte exequibilidade, mas a curto prazo.

À medida que o papel do Estado vai enfraquecendo, o sector privado vai adquirindo um papel-chave nos projectos de gás. Mas à medida que os mercados de gás se vão liberalizando – sobretudo na Europa, onde os países são pequenos e as fronteiras abundantes – o comércio directo de gás é mais difícil de sustentar, sobretudo quando existem cláusulas de provisões.

- **Segurança do abastecimento – constituição de um cartel viável?**

A passagem de um mundo altamente estruturado de gás suportado por relações bilaterais governamentais com contratos de preços fixos para um novo mundo de privados com contratos de mercado levanta questões acerca da segurança nacional de abastecimento. Os membros do sector privado têm interesses diferentes dos países, sendo sobretudo movidos por considerações comerciais, não se podendo esperar que tomem em consideração as preocupações de segurança energética das nações clientes.

Paralelamente, é também necessário prestar atenção à potencial formação de um cartel de gás similar ao da OPEP. No passado, os consumidores temeram interrupções em abastecimentos vitais de gás por várias razões, entre as quais: disputas contratuais entre a Argélia e os seus consumidores (início dos anos 80), distúrbios políticos na Indonésia (2002), riscos em países de trânsito como os associados ao transporte de gás russo para a Europa através da Ucrânia (meados dos anos 90) e da Bielorrússia (2004).

Em termos de perspectivas para a criação de um cartel de gás (por exemplo, Fórum de Países Exportadores de Gás – FPEG⁵¹) há que tomar em consideração certos aspectos:

⁵¹ O Fórum de Países Exportadores de Gás (FPEG) é uma organização constituída pelos principais países produtores de gás, criada numa reunião ministerial, em Tee-

- A distribuição de todas as reservas de gás natural está mais concentrada do que a distribuição das reservas petrolíferas. Os dois países com maiores reservas de gás natural são a Rússia e o Irão (conjuntamente detinham 54,43% em 2006); se se juntar o Irão, o Qatar, a Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos, estes detinham no mesmo período 72,4%.
- As exportações de gás ainda são mais concentradas⁵²
 - A Rússia detinha 20,2% em 2006;
 - Os 10 maiores países exportadores detêm 78% das exportações.

Porém...

- o Canadá, a Noruega e a Holanda, que conjuntamente detêm 31%, provavelmente não se juntarão a este cartel;
- O exportador com maior peso no Médio Oriente é o Catar, com 4,2%;
- A concentração das exportações reflecte o subdesenvolvimento de depósitos de gás em muitos países;

rão, em Maio de 2001, com a finalidade de aumentar a consulta e a coordenação entre os produtores de gás. Os principais objectivos do FPEG são os seguintes: 1) fomentar o conceito de interesses mútuos através do diálogo entre produtores, intermediários e consumidores, e entre os Governos sobre indústrias relativas à energia; 2) proporcionar uma plataforma para estudar e trocar ideias; 3) promover um mercado de energia estável e transparente.

Em 2007, os membros deste Fórum eram os seguintes: Argélia, Bolívia, Brunei, Egito, Indonésia, Irão, Líbia, Malásia, Nigéria, Noruega (como observador), Omã, Qatar, Rússia, Trinidad e Tobago, Emirados Árabes Unidos e Venezuela.

O FPEG não tem um documento oficial com os seus estatutos. Desde a sua criação (em 2001) já se realizaram várias reuniões ministeriais: Algeciras (2002), Doha (2003), Cairo (2004), Porto de Espanha (2005) e Doha (2007).

Na reunião, que teve lugar em Doha a 9 de Abril de 2007, foi lançada a ideia pela Gazprom da criação de uma OPEP do gás que agruparia países que conjuntamente detêm 73% das reservas mundiais de gás e 42% da produção. Os «pais fundadores da OPEP do Gás» seriam a Rússia, o Irão, o Qatar, a Venezuela e a Argélia. Todos os líderes políticos destes países mostraram-se favoráveis à ideia. A junção da Rússia e do Irão na OPEP do gás serviria os interesses de ambos. Os principais importadores de gás iraniano estão na Ásia. A Rússia deseja concentrar-se na Europa. Mas os europeus procurariam diversificar as suas fontes e, no final, o Irão sairia vencedor.

⁵² Cf. BP, *op. cit.* p. 30.

- Um desenvolvimento mais generalizado irá criar muitas fontes de abastecimento. (A elasticidade de abastecimento dos não-membros de um cartel é a curto e médio prazo.)

Amy M. Jaffe e Ronald Soligo concluem que no futuro o FPEG ainda terá de ultrapassar alguns obstáculos, nomeadamente:

- Tem pouco poder no presente;
- Tentativa fracassada em exercer alguma influência colectiva no mercado europeu, procurando evitar a liberalização do mercado do gás europeu;
- Muitos membros com interesses competitivos em restringir a capacidade de expansão num prazo intermédio.

As respostas políticas aos riscos da constituição de cartéis são numerosas. Dentre elas está a privatização de reservas de gás e das redes de transporte dos países produtores.

Concomitantemente, a longo prazo o mercado do GNL tornar-se-á maior. O Qatar poderá emergir como um *swing producer*. Segundo o Modelo de Comércio de Gás Mundial do Instituto Rice, prevê-se⁵³:

- o aumento do domínio da Rússia na Europa e na Ásia;
- o transporte via gasodutos é mais barato do que o GNL;
- o Irão demonstra um forte crescimento no desenvolvimento de gasodutos;
- a parte da Arábia Saudita (no GNL) tornar-se-á importante a partir de 2030;
- a Rússia terá o papel de arbitragem entre a Europa e o Leste asiático.

Não obstante, o poder do mercado russo é constringido pela potencial entrada do GNL do Médio Oriente.

Em suma, tal como com o petróleo, o mundo irá tornar-se cada vez mais dependente das poucas fontes de gás depois de 2030. A Rússia e a OPEP terão incentivos para coordenar os preços do petróleo e do gás. As nações consumidoras poderão reduzir o poder de mercado dos exportadores através⁵⁴:

⁵³ Amy Jaffe e Ronald Soligo, *A Gas Suppliers' Cartel?* (Study Presentation, Rice University, 26/5/04, *online*, disponível em http://www.rice.edu/energy/publications/docs/GSP_JaffeSoligoGasOPEC_05_26_04.pdf, p. 12.

⁵⁴ Amy Jaffe e Ronald Soligo, *op. cit.*, p. 16.

- da promoção da competição entre as fontes de energia através da liberalização dos sectores domésticos de energia;
- do desenvolvimento de tecnologias que facilitam o *fuel switching*;
- da melhoria da eficiência energética.

Segundo alguns protagonistas, a criação de um cartel permitiria conciliar a oferta e a procura, antecipando a intervenção dos reguladores que, por vezes, podem ser inimigos da concorrência.

Não obstante, é difícil seguir o caminho da OPEP devido às próprias diferenças do mercado. Presentemente, o gás é vendido através de contratos de longa duração e a maioria das suas infra-estruturas de transporte é rígida.

A existência de um cartel significaria a coordenação entre os principais *players* e, conseqüentemente, uma estratégia mais efectiva de expansão para novos mercados, preços mais estáveis e maior poder:

«The foregoing discussion suggests that any gas producer group is unlikely to exercise significant market power in the near term. While Russia has a large share of the export market currently, its sales are directed at Europe where there are several alternative sources of supply – especially from North Africa and Northern Europe. In the intermediate term, say to 2020, Russia’s dominance is predicted to decline but a small group consisting of Russia, and several members of OPEC (Algeria, Nigeria, Indonesia, Qatar and Venezuela) could command as much as forty-nine percent of the export market by 2020.»⁵⁵

Desafios para o futuro do gás – quatro obstáculos possíveis

Para Amy M. Jaffe e David G. Victor⁵⁶, o cenário do gás natural tem como provável o aparecimento de quatro obstáculos, nomeadamente:

- Nos próximos 30 anos será necessário criar condições que proporcionem confiança do investidor e um investimento grande de capital financeiro (US\$3,1 triliões) e intelectual. Vários estudos confirmam que os recursos de gás mundial são abundantes, porém

⁵⁵ Amy Jaffe e Ronald Soligo, *op. cit.*, p. 27.

⁵⁶ Amy M. Jaffe e David G. Victor, *op. cit.*, pp. 9-11.

muitos desses recursos encontram-se em países pouco atractivos para investidores privados. Será necessário saber lidar com ambientes de investimento inóspitos.

- Os promotores dos recursos de gás poderão enfrentar disputas intra-estaduais em relação às rendas, prejudicar comunidades locais, gerir mal os rendimentos do gás – olhando para o gás como um «recurso maldito».
- A actual ameaça de ataques terroristas a infra-estruturas de gás.
- Desde os anos 90 que a corrida ao gás tem dependido das expectativas acerca dos mercados de energia eléctrica. Por um lado, tradicionalmente sempre se considerou que o gás é apropriado para a electricidade (tal como demonstram as experiências em Inglaterra, EUA e outros mercados). Por outro lado, também por questões ligadas ao ambiente o gás tem sido um recurso privilegiado. A liberalização do mercado do gás tem também conduzido a opções de baixo custo. Porém, a questão é saber se os mercados serão reestruturados ou se o carvão voltará a «contra-atacar», qual será o papel das renováveis em larga escala e do nuclear.

O GNL é a chave para a mudança estrutural do mercado mundial do gás – em direcção a um mercado global – e o mercado norte-americano é a peça chave para esse desenvolvimento. Todavia, hoje, os promotores dos projectos de GNL enfrentam uma série de falhanços e de dificuldades políticas em construir instalações de regaseificação de GNL em praticamente toda a parte no mercado dos EUA, com excepção da costa do Golfo.

Perspectivas Futuras

A procura mundial pelo gás natural como energia primária aumentou de 19% em 1980 para 23% em 2002. Actualmente, o gás natural é produzido e consumido em 43 países mundiais, e segundo a AIE a procura mundial irá alcançar os 90% por volta de 2030. A AIE prevê também que a procura de gás como energia primária vá aumentar de 23% para 25% entre 2002 e 2030.

A maior parte da produção mundial de gás natural vem de jazidas maduras dos EUA e do mar do Norte. A Rússia detém praticamente um

quarto da produção mundial de gás natural, mas detém reservas substanciais que permanecem por explorar. A Rússia e os países membros da ex-União Soviética encontram-se no primeiro lugar em termos de gás natural potencial por descobrir.

Os países do Médio Oriente também detêm recursos substanciais de gás natural, quer provados, quer potenciais. Com a reemergência do interesse pelo GNL, o Médio Oriente encontra-se bem posicionado para se tornar num importante fornecedor dada a sua proximidade de mercados em crescimento para a importação de gás no Sul da Ásia e na Europa.

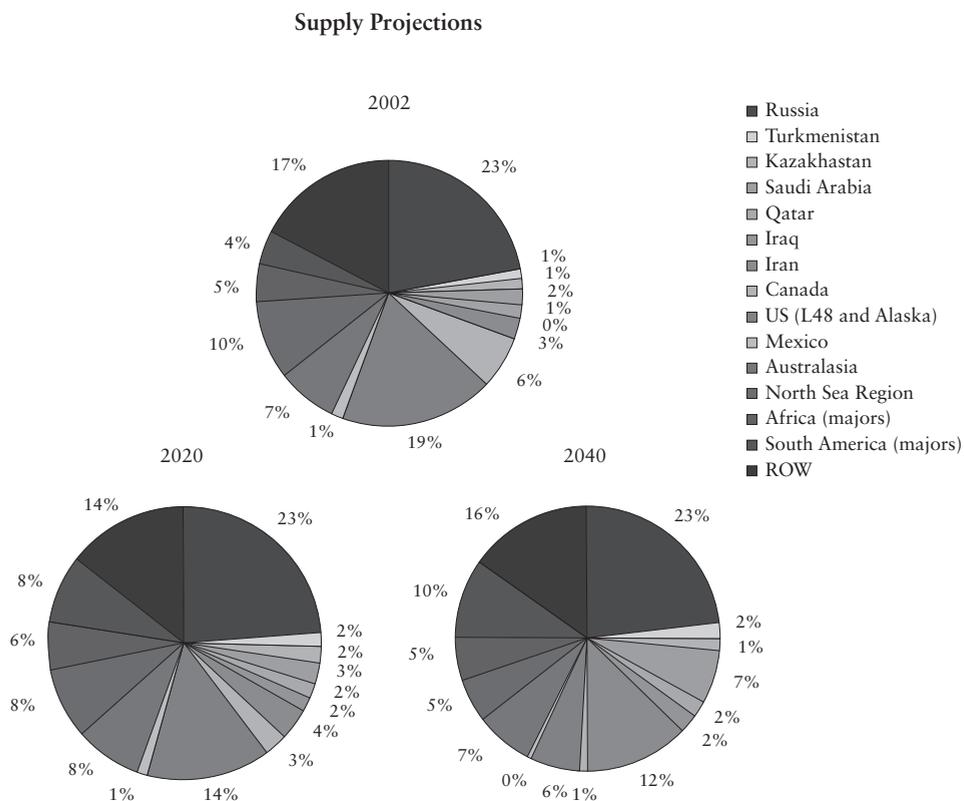
A procura europeia de gás natural totaliza anualmente mais de 18 triliões de m³. A empresa estatal russa Gazprom forneceu os países europeus com 136 bcm de gás em 2003 e tem um contrato para aumentar até 187 bcm em 2010. Foi também proposto que a Rússia construa gasodutos até à China e à Coreia através das suas áreas produtivas no Leste da Sibéria, e para o Japão e a Coreia do Sul a partir das ilhas Sacalinas.

Estrategicamente os fornecimentos de gás natural russos poderiam tornar-se numa importante fonte de diversificação para o Japão, China e Coreia do Sul, deixando estes de dependerem dos fornecedores do golfo Pérsico. Em termos mais gerais, o aumento de volumes de exportação de gás russo para a Ásia poderá ter ramificações consideráveis nos preços do GNL nessa região.

Com base no trabalho *Rice University World Gas Trade Model*, realizado pelos autores Peter Hartley, Kenneth B. Medlock III e Jill Nesbitt, as figuras 5.17, 5.18, 5.19, 5.20 e 5.21 apresentam as projecções futuras em relação aos principais fornecedores e importadores de gás natural e de GNL.

Olhando para a figura 5.17 é possível concluir que a Rússia irá continuar a ser o principal fornecedor mundial de gás natural nas próximas décadas. Situação inversa será a enfrentada pelos EUA, que deixarão de ser o segundo maior fornecedor mundial, caindo para o sétimo lugar no fornecimento desta matéria energética. O Irão irá aumentar a sua quota nas próximas décadas, chegando aos 12% em 2040. Em suma, apesar de algumas variações, a Rússia continuará a ser o principal fornecedor mundial em 2040.

Figura 5.17. Projecção dos Principais Fornecedores de Gás Natural entre 2002-2020-2040

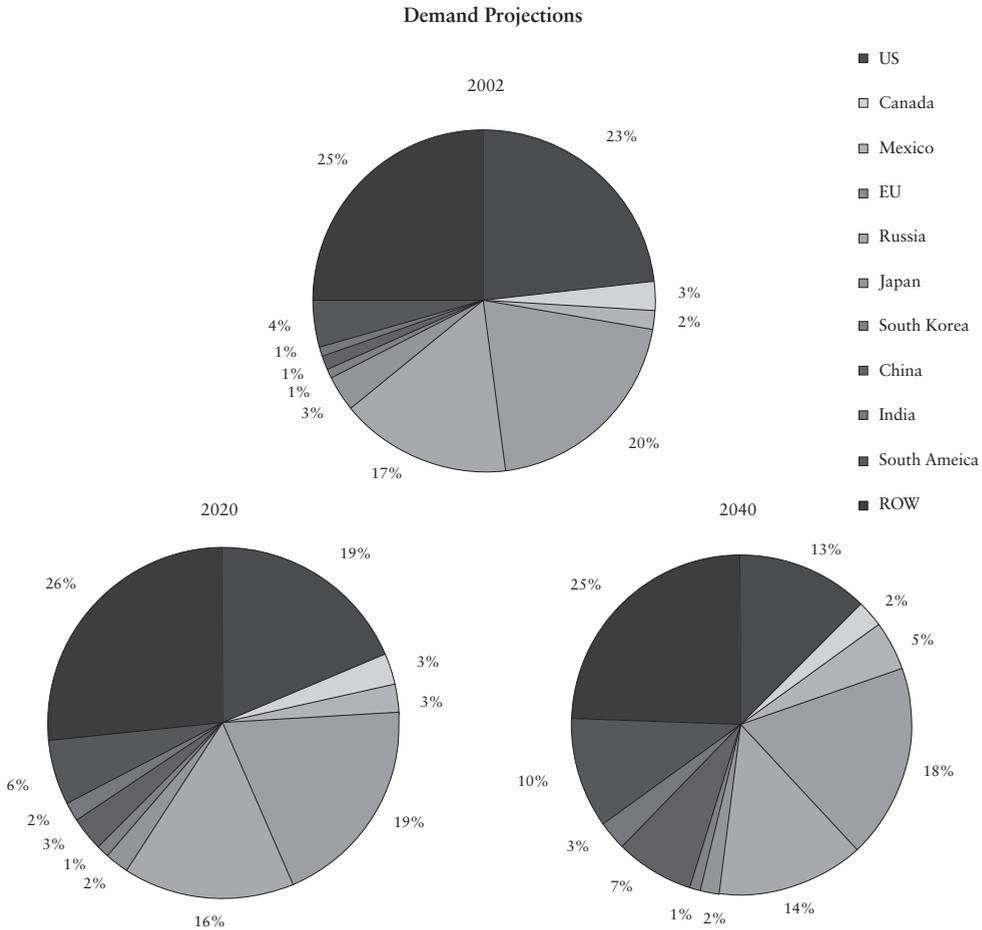


Fonte: Hartley, Medlock III e Nesbitt, *Rice University World Gas Trade Model*, 26/5/2004, p. 22

Em relação à procura, ao longo das próximas décadas os EUA irão deixar de ser o maior consumidor de gás natural, passando em 2040 a ser a União Europeia. A Rússia manterá a sua posição. Neste espaço de tempo, a América do Sul aumentará a sua parte no consumo mundial, passando de 4% para 10% em 2040.

A bacia do Pacífico manter-se-á sempre como o principal fornecedor de GNL. O Médio Oriente seguirá um percurso similar. Em sentido inverso, a bacia do Atlântico irá diminuir o seu peso na oferta de GNL a partir de 2025. Esta situação não é de estranhar, pois os países situados na bacia Atlântica optaram pelo abastecimento de gás natural via gasoduto.

Figura 5.18. Projecção dos Principais Consumidores de Gás Natural entre 2002-2020-2040

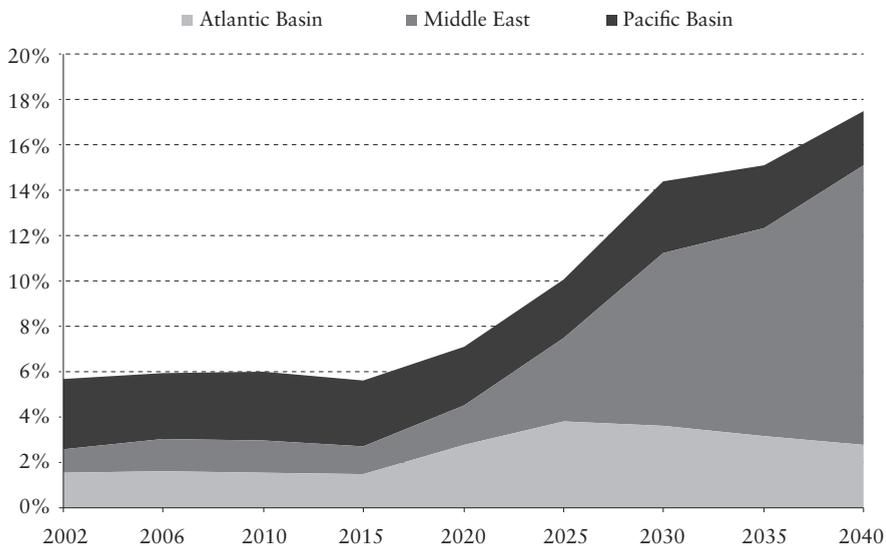


Fonte: Hartley, Medlock III e Nesbitt, *Rice University World Gas Trade Model*, 26/5/2004, p. 23.

Os três principais exportadores de GNL serão a Malásia, a Indonésia e a Austrália, ou seja, a bacia do Pacífico. A Rússia, como preferir o transporte via gasoduto, irá manter a sua posição na exportação de GNL.

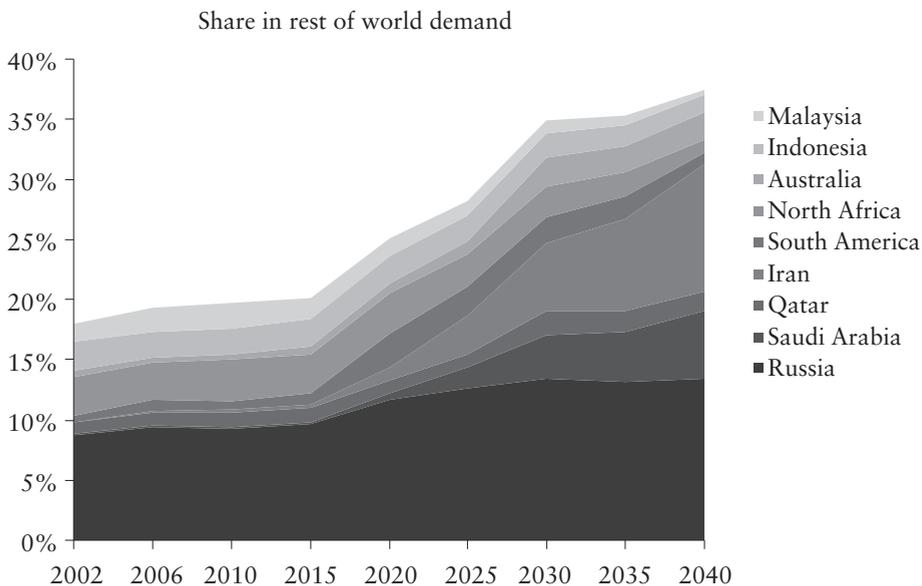
Em relação aos principais importadores verificar-se-á um aumento gradual de importações de GNL. O México será o principal importador, seguido da China e da Índia.

Figura 5.19. Repartição da Oferta Mundial de GNL por Área Geográfica



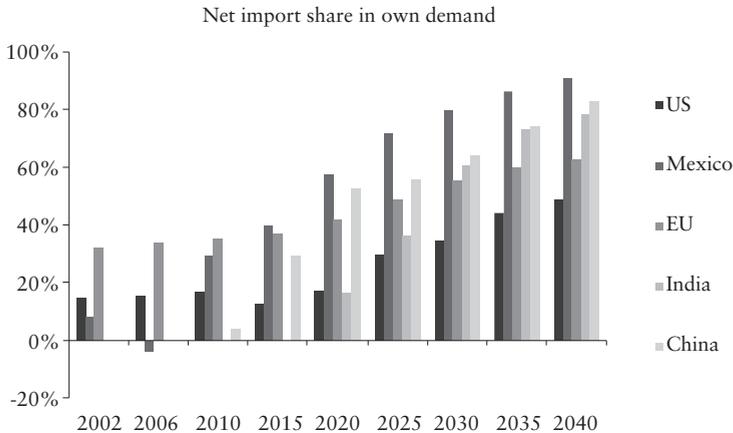
Fonte: Hartley, Medlock III e Nesbitt, *Rice University World Gas Trade Model*, 26/5/2004, p. 24.

Figura 5.20. Principais Projeções de Exportações de GNL por Área Geográfica



Fonte: Hartley, Medlock III e Nesbitt, *Rice University World Gas Trade Model*, 26/5/2004, p. 25.

Figura 5.21. Principais Projecções de Importações de GNL por Área Geográfica



Fonte: Hartley, Medlock III e Nesbitt, *Rice University World Gas Trade Model*, 26/5/2004, p. 26.

Para terminar, tendo em conta as projecções, são vários os desafios com os quais o sector energético em geral, e o gás natural em particular, se irão confrontar. Neste contexto deverão ser seguidos dois grandes objectivos:

- A sustentabilidade, para lutar activamente contra as alterações climáticas promovendo as fontes de energia renováveis e a eficiência energética.
- A segurança energética, através da criação de mercados de gás natural e de electricidade; e melhorar a segurança de abastecimento para fazer face a emergências.

5.4. Recorrência de Disrupções do Aproveitamento Energético: Ataques Terroristas, Pirataria e Desastres Naturais

Como já se viu nos pontos anteriores, o desequilíbrio da localização entre os centros de produção e os de consumo é maior no petróleo, seguido pelo gás natural.

Vários factores podem condicionar o transporte do petróleo e do gás natural, via terrestre ou via marítima, desde as regiões produtoras até aos centros de consumo. A instabilidade política, económica e social nos paí-

ses produtores pode constituir uma séria ameaça à interrupção da produção. A título ilustrativo, os acontecimentos recentes na Venezuela e na Nigéria afectaram enormemente o sector petrolífero destes países. Outros países, como a Arábia Saudita, a Indonésia, a Argélia, o Irão, o Iraque, o Azerbaijão, o Cazaquistão, a Líbia, os produtores do golfo da Guiné e a Rússia confrontam-se no presente com vários desafios internos.

Tabela 5.17. «Hotspots» do Petróleo e do Gás Natural (2005)

País/Região	Produção de Petróleo (2004) ('000 barris/dia)	Produção de Petróleo (2010) ('000 barris/dia)	Importância Estratégica/Ameaças
Argélia	1,900	2,000	Militantes armados têm confrontado as forças governamentais.
Arábia Saudita	10,400	13,200	Estabilidade a longo prazo da família al-Saud, trabalhadores ocidentais no sector petrolífero objecto de ataques.
Bolívia	40	45*	Grandes reservas de gás natural (0,74 triliões de metros cúbicos); as exportações podem atrasar devido a novas leis controversas, pouco favoráveis a estrangeiros.
Mar Cáspio	1,800	2,400-5,900	Abertura do oleoduto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC), muitos conflitos étnicos, elevadas expectativas para a produção futura de petróleo.
Região do Cáucaso**	Insignificante	Insignificante	Área de trânsito estratégica para oleodutos e gasodutos.
Colômbia	551	450*	Forças desestabilizadoras na América do Sul, exportações de petróleo objecto de ataques por manifestantes, militantes armados.
Equador	535	850*	Instabilidade política; protestos ameaçam as exportações de petróleo.
Indonésia	900	1,500	Já não é um exportador líquido, movimentos separatistas, presença de forças <i>Peacekeeping</i> , ameaça de violência no estreito de Malaca.
Irão	4,100	4,000	Apesar de não terem importações directas para os EUA, exportam 2,5 milhões de barris/dia para os mercados mundiais.

País/Região	Produção de Petróleo (2004) ('000 barris/dia)	Produção de Petróleo (2010) ('000 barris/dia)	Importância Estratégica/Ameaças
Iraque	2,025	3,700	Abril 2003 – Maio 2005, ataques nas infra-estruturas iraquianas.
Líbia	1,600	2,000	Relações diplomáticas restauradas, as IOC ocidentais não ganharam contratos na segunda volta EPSA.
Nigéria	2,500	2,600	Elevada taxa de crimes violentos, grande disparidade de rendimentos, conflitos tribais/étnicos e protestos têm suspenso repetidamente as exportações petrolíferas.
Rússia	9,300	11,100	Segunda apenas para S.A., na produção de petróleo, o «caso Yukos» criou um clima de incerteza no investimento.
Sudão	344	530*	Crise Darfur & Conflito Norte-Sul ameaçam a estabilidade governamental e a segurança do transporte de petróleo.
Venezuela	2,900	3,700	Grande exportador para os EUA, presidente Chávez ameaça frequentemente desviar essas exportações e nacionalizar os recursos base.

* Estimativa ou fonte não EIA.

** Inclui a produção da Geórgia e da Arménia. A produção do Azerbaijão está incluída no Cáspio.

Fonte: EIA, *World Energy Hotspots*, Set. 2005, pp. 1-3.

No âmbito da segurança energética os riscos associados ao transporte destes dois hidrocarbonetos, sobretudo em determinados locais geográficos, foram desde sempre tomados em consideração, quer pelos produtores, quer pelos consumidores.

Como se sabe, grande parte do transporte do petróleo e do gás natural é feito através de navios (petroleiros, metaneiros, butaneiros) e de *pipelines* (oleodutos, gasodutos).

Por seu turno, o transporte via marítima enfrenta problemas de segurança devido aos estrangulamentos dos corredores de navegação. Os actos de terrorismo e de pirataria são, sem dúvida, os mais preocupantes, sobretudo nos estreitos de Ormuz, Malaca (no Sudeste asiático), Bab el-Mandab, Bósforo e Dardanelos, e nos canais do Suez e do Panamá, conforme se pode observar na tabela seguinte.

Tabela 5.18. Principais «Pontos de Estrangulamento» nas Rotas Petrolíferas a Nível Mundial

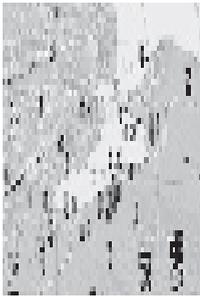
Nome & Localização Geográfica	2006* Fluxo Petróleo (barris/ dia)	Largura do Ponto mais Estreito (m)	Origem do Petróleo	Destino Primário	Distúrbios Anteriores	Rotas Alternativas
Estreito de Ormuz 	16,5-17 milhões	33 796	Nações do golfo Pérsico, incluindo Arábia Saudita, Irão e Emirados Árabes Unidos.	Japão, EUA, Europa Ocidental e outros países asiáticos.	Minas marítimas instaladas durante a guerra Irão-Iraque, na década de 80. Ameaças terroristas pós-11/09.	Oleoduto Leste-Oeste de 1199 km ao longo da Arábia Saudita até ao mar Vermelho.
Estreito de Malaca 	15 milhões	11 265	Nações do golfo Pérsico, África Ocidental.	Todos os consumidores da Ásia/Pacífico incluindo Japão e China.	Disrupções devido a actos de pirataria, os quais são uma ameaça constante, incluindo o ataque terrorista em 2003. Colisões e derrames de petróleo são também um problema. Visibilidade fraca devido às neblinas.	Desvio através de Lombok ou do estreito de Sunda na Indonésia. Provável construção de <i>pipeline</i> entre Malásia e Tailândia.
Canal do Suez 	4,5 milhões	0,3048	Nações do golfo Pérsico, sobretudo Arábia Saudita e Ásia.	Europa e EUA.	O canal do Suez foi fechado durante oito anos após a guerra dos Seis Dias em 1967. Dois petroleiros encalharam em 2007 suspendendo o tráfego.	Desvio, contornando o Sul de África (Cabo da Boa Esperança); 966 km adicionais.

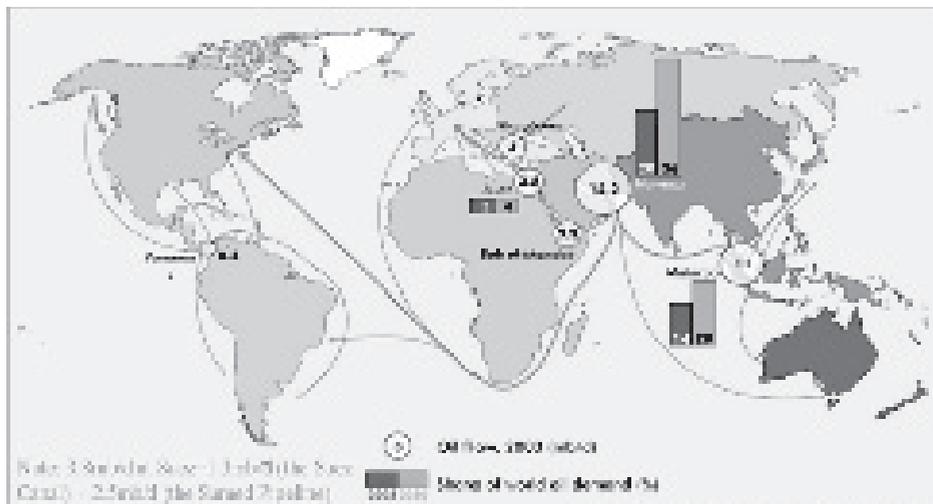
Tabela 5.18. Principais «Pontos de Estrangulamento» nas Rotas Petrolíferas a Nível Mundial (Cont.)

Nome & Localização Geográfica	2006E* Fluxo Petróleo (barris/ dia)	Largura do Ponto mais Estreito (m)	Origem do Petróleo	Destino Primário	Distúrbios Anteriores	Rotas Alternativas
Bab el-Mandab 	3,3 milhões	28 968	Golfo Pérsico.	Europa e EUA.	Ataque ao USS Cole em 2000, a um petroleiro francês em 2002, ambos os ataques fora da costa de Aden, Iémen.	Tráfego pela margem norte pode utilizar o oleoduto Leste-Oeste através da Arábia Saudita; desvio, contornando o Cabo da Boa Esperança; 966 km adicionais.
Estreitos Turcos (Bósforo e Dardanelos) 	2,4 milhões	8 047	Região do mar Cáspio.	Europa Ocidental e do Sul.	Numerosos acidentes de navegação no passado devido à geografia simuosa dos estreitos. Foram feitas algumas ameaças terroristas no pós-11 de Setembro.	Não existe uma alternativa clara; estão em discussão potenciais pipelines, incluindo o de 278 km entre Rússia, Bulgária e Grécia.
Canal do Panamá 	0,5 milhões	34	EUA	EUA e outros países da América Central.	Suspeito alvo terrorista.	Desvio, contornando o estreito de Magalhães, o cabo Horn e a passagem Drake, 12 875 km adicionais.

* E = Estimativa

Fonte: EIA, *World Oil Transit Chokepoints*, Jan. 2008, pp. 2-9.

Figura 5.22. Principais Pontos de Estrangulamento de Petróleo a Nível Mundial



Source: IEA World Energy Outlook 2014

Fonte: Masuda, *Geopolitics of Oil and Gas Pipelines*, 19/3/07.

Os «pontos de estrangulamento» são canais e estreitos bastante utilizados a nível global nas rotas marítimas do transporte do petróleo e do gás. São, sem dúvida, um factor crítico na segurança energética global, devido ao elevado volume de petróleo comercializado através desses pontos. Os dois pontos de trânsito mais estratégicos, a nível mundial, são os estreitos de Ormuz (saída do golfo Pérsico, e no qual transitam 16,5-17 milhões de barris/dia de petróleo) e o de Malaca (que faz a ligação entre os oceanos Índico e Pacífico, e é a rota mais curta entre o Médio Oriente e os mercados asiáticos em crescimento). Outros pontos de passagem importantes são o estreito Bab el-Mandab (que separa os continentes da Ásia – Iémen na Península Arábica – e África – Djibouti, a norte da Somália no Corno da África –, ligando o mar Vermelho ao oceano Índico via golfo de Áden); o canal do Panamá e o *pipeline* do Panamá (que permitem a ligação entre os oceanos Atlântico e Pacífico; apesar de os EUA serem o principal país de origem e de destino de todas as *commodities* que transitam no canal, esta não é a rota mais importante para as importações de petróleo para os Estados Unidos); o canal do Suez e o *pipeline* Sumed (permitem a passagem entre o mar Vermelho e o Mediterrâneo); e os estreitos do Bósforo (que liga o mar Negro

ao mar de Mármara e marca o limite dos continentes asiático e europeu na Turquia) e de Dardanelos (que por sua vez liga o mar Egeu ao mar de Mármara) que conduzem ao aumento das exportações petrolíferas da região do mar Cáspio, tornando estes dois estreitos nos mais concorridos e perigosos *chokepoints* no mundo do aprovisionamento da Europa Ocidental e do Sul.

Em 2007, a produção total de petróleo a nível mundial rondou os 85 milhões de barris/dia, dos quais praticamente metade, em torno de 43 milhões de barris/dia, foi transportada por navios através de rotas marítimas estabelecidas⁵⁷. Com efeito, o mercado energético internacional está claramente dependente de transportes fiáveis. O bloqueio de um *chokepoint*, mesmo que seja temporário, poderá conduzir ao aumento substancial dos custos totais energéticos. Acresce ainda que os *chokepoints* colocam os navios de carga petrolífera ou de gás vulneráveis a actos de pirataria, ataques terroristas, confrontos políticos sob a forma de guerras ou de hostilidades e ainda acidentes nas navegações, os quais podem dar origem a derrames de crude desastrosos para as populações e para o ambiente (como foi o caso do *Prestige*, um navio petrolífero monocasco que afundou na costa galega, em Novembro de 2002, produzindo uma imensa maré negra. O derrame de 5000 toneladas de petróleo afectou uma ampla zona compreendida entre o Norte de Portugal e as Landas ou Vendée em França, tendo especial incidência na Galiza).

Outro perigo que deve ser integrado nos perigos de trânsito das passagens mencionadas são os ataques informáticos aos sistemas de informação que processam e controlam o transporte de crude e de GNL (ciberterrorismo), um factor bastante recente.

Concomitantemente, as infra-estruturas de petróleo e de gás têm sido um alvo privilegiado para várias organizações terroristas. Estes actos, que têm vindo a multiplicar-se nos últimos anos, ocorrem quer nos países produtores, quer nos grandes centros de consumo. Com efeito, têm tido lugar não apenas no transporte marítimo como também se têm

⁵⁷ Cf. EIA, *World Oil Transit Chokepoints* (Janeiro 2008, *online*, disponível em http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/Background.html), p.1.

alargado aos *pipelines*, estações de abastecimento, refinarias, depósitos de petróleo e raptos de trabalhadores. A título ilustrativo, entre 2002 e 2003 verificaram-se cerca de 17 ataques a infra-estruturas petrolíferas no Médio Oriente, América Central e do Sul, Sudeste Asiático, Cáucaso e Ásia Central e África. As consequências deste tipo de acções são óbvias: geram instabilidade política e têm impacto na acção dos Estados e das empresas petrolíferas, assim como na evolução dos preços do crude nos mercados internacionais.

Não obstante, os incidentes internacionais terroristas ocorridos entre 1999 e 2006 revelam pouco interesse em alvos de energia. Dos praticamente 2000 incidentes terroristas apenas 23 (ou 1%) envolveu *utilities*⁵⁸. Os ataques nas infra-estruturas de energia seguem a mesma tendência. De 1991 a 2001, os ataques às infra-estruturas ficaram abaixo dos 50, duplicando para 100 em 2002 e caindo novamente para um nível abaixo dos 50 em 2003. Desde então, os ataques aumentaram rapidamente, quase duplicando cada ano.

Em Fevereiro de 2003, a al-Qaeda anunciou no seu *site* da Internet que os interesses ocidentais deveriam ser alvos de ataques nos países muçulmanos nos quais estivessem localizadas bases militares de Estados ocidentais ou onde estes possuíssem participação ou interesses no sector energético. Após este anúncio vários países da região do golfo Pérsico foram alvo de várias tentativas de ataques. O Iraque tem sofrido ataques constantes nas suas infra-estruturas petrolíferas, bem como a Nigéria, a América Latina, a região do Cáucaso e a Ásia Central.

Em Maio de 2004, num contexto de preços de crude elevados, analistas do negócio petrolífero defendiam, face aos receios de um ataque terrorista (*Terror Premium*) contra as infra-estruturas petrolíferas do golfo Pérsico, principalmente na Arábia Saudita, que o preço do petróleo poderia inflacionar em US\$8⁵⁹.

⁵⁸ Michael Milhalka; David Anderson, «Is the Sky Falling? Energy Security and Transnational Terrorism», in *Strategic Insights*, vol. VII, n.º 3 (Naval Postgraduate School's Department of National Security Affairs (NSA), EUA: Center for Contemporary Conflict (CCC), Julho de 2008, *online*, disponível em <http://www.ccc.nps.navy.mil/si/archiveDate.asp#vol7issue1>), p. 2.

⁵⁹ Cf. «What If? Saudi Arabia and Oil», in *The Economist* (29 Maio-4 Junho de 2004), pp. 68-69.

Em Fevereiro de 2006, a segurança saudita evitou um ataque bomba suicida no complexo de processamento de petróleo de Abqaiq, após a liderança da al-Qaeda ter apelado ao renovamento de ataques contra o pilar económico do país. Não obstante, a infra-estrutura energética da Arábia Saudita continua a ser bem protegida. Na sequência deste incidente, o governo aumentou a Guarda Nacional e a força militar de segurança para aproximadamente 20 000 homens, para além dos 5000 guardas contratados directamente pela Saudi Aramco.

«As conexões entre o terrorismo e o petróleo não se limitam aos ataques às infra-estruturas energéticas. Os acontecimentos de 11 de Setembro de 2001 trouxeram para a ribalta uma relação que pode ser interpretada como um paradoxo. O financiamento saudita de organizações islâmicas com ligações ao terrorismo demonstrou que pelo menos em parte e especialmente no Médio Oriente, é o próprio dinheiro proveniente das exportações petrolíferas que financia este tipo de organizações. O dinheiro do petróleo *alimenta* o terrorismo internacional que por sua vez elegeu a indústria petrolífera como um dos seus principais alvos.»⁶⁰

Na Nigéria os ataques de militantes de comunidades locais contra instalações petrolíferas situadas no delta do Níger intensificaram-se em 2006, conduzindo ao encerramento de campos petrolíferos de produção *onshore* e *offshore*. Apesar das tentativas do presidente da República nigeriana, Umaru Yar'Adua, em reorganizar a indústria do sector petrolífero nacional e de encontrar uma solução através da mediação com os grupos das comunidades afectadas, a verdade é que a produção nigeriana continua 550 000 barris/dia abaixo da sua capacidade, não obstante as tentativas do governo em colocar em funcionamento as infra-estruturas afectadas.

Em Setembro de 2007, o México, um país relativamente estável, foi alvo de ataques por parte de militantes de esquerda aos seus *pipelines*. Apesar de não terem afectado as exportações, a possibilidade de que o país possa vir a ter uma disrupção, tem preocupado os mercados petrolíferos. Trata-se do maior fornecedor dos EUA.

⁶⁰ João Garcia Pulido e Pedro Fonseca, *op. cit.*, p. 248.

Segundo a *U.S. National Intelligence Estimate*, em 2007: a) a al-Qaeda conseguiu reorganizar-se, apesar da perseguição mundial e dos ataques dos EUA; b) a al-Qaeda criou um programa de formação mais estável desde 2001⁶¹. Assim, a «al-Qaeda and its network are likely to increase their activities in order to disrupt the oil – an gas fuel cycle worldwide. On a global scale, areas with major security problems in the near term are located in the Middle East, Africa, Central Asia, and Asia»⁶².

O transporte através de *pipelines* enfrenta um conjunto mais complexo de problemas do que o transporte marítimo. Com efeito, os problemas tornam-se mais óbvios quando um *pipeline* atravessa mais do que um país.

Demora uma década ou mais antes de a construção de um *pipeline* transfronteiriço ter início, dada a sua complexidade (que inclui vários factores geopolíticos). Com efeito, segundo Tatsuo Masuda⁶³ para a construção de um *pipeline* é necessário ter em conta vários elementos, nomeadamente:

- Disponibilidade das reservas de petróleo ou de gás natural que justifiquem o investimento na construção de um *pipeline*;
- O apoio do(s) país(es) de trânsito e das autoridades/comunidades locais (por exemplo, a nível das preocupações ambientais, benefícios sociais e financeiros);
- Disponibilidade de capital de risco e financeiro para apoiar o investimento massivo necessário para a construção das infra-estruturas do *pipeline*;
- Regime financeiro adequado de forma a que o negócio do *pipeline* seja rentável;
- Estabilidade política e social dos países de trânsito e das regiões vizinhas;
- Gestão adequada dos riscos geopolíticos. Uma vez construído o *pipeline*, os países por ele ligados têm um compromisso a muito longo prazo.

⁶¹ In Friedrich Steinhäusler *et al.*, *op. cit.*, p. 7.

⁶² *Ibidem*.

⁶³ Tatsuo Masuda, *Geopolitics of Oil and Gas Pipelines* (CGEMP, University of Paris-Dauphine, 19/3/07, *online*, disponível em <http://www.dauphine.fr/cgemp/>).

Muitas vezes no caso dos *pipelines* transfronteiriços, os interesses geopolíticos sobrepõem-se aos económicos. Por exemplo, a forma mais económica para transportar petróleo do Cáspio para o mercado global seria através do Irão. Para a Índia a forma mais económica para importar gás natural do Irão é através do pipeline Irão-Paquistão-Índia (IPI).

Finalmente, outro factor a ter em conta nas potenciais disrupções dos aprovisionamentos energéticos são as catástrofes naturais. A título ilustrativo, os furacões *Katrina* e *Rita* tiveram efeitos nefastos no aprovisionamento e nas infra-estruturas energéticas. Entre Agosto e Setembro de 2005, a costa norte-americana do Golfo foi atingida por dois dos maiores furacões da história recente. As tempestades devastaram grande parte da zona costeira do Alabama, da Louisiana e do Mississípi, tendo provocado estragos importantes nas infra-estruturas (*onshore* e *offshore*) do petróleo e do gás natural, para além de inflacionar os preços dos combustíveis.

Antes da catástrofe, o golfo do México produzia 1,5 milhões barris/dia de petróleo (um quarto da produção nacional e 2% da produção mundial). A região do golfo do México é responsável por 30% das necessidades petrolíferas e 24% de gás natural dos EUA.

O furacão *Katrina* destruiu 44 plataformas no golfo do México e provocou estragos em outras 20; o furacão *Rita* destruiu 69 plataformas e provocou estragos em outras 32. A produção do golfo do México reduziu-se em 1379 milhões de barris/dia de petróleo bruto e 8299 milhões barris/dia de gás natural, ou seja, 90% da capacidade de petróleo antes da catástrofe e 83% da do gás.

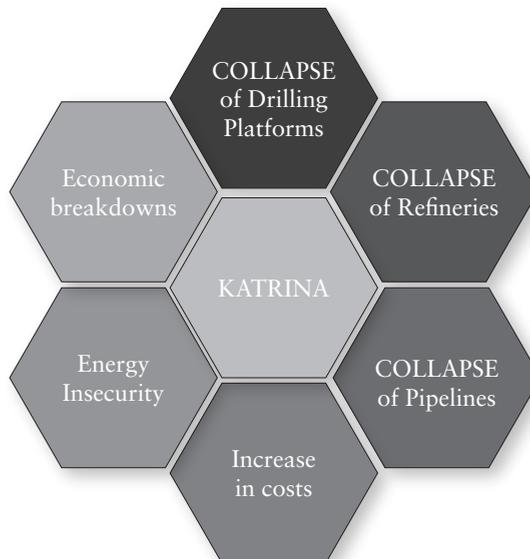
Aquando da ameaça do furacão *Rita*, 75% da capacidade de produção do gás natural na região foi encerrada. Consequentemente, nem toda a capacidade voltou a funcionar imediatamente após os furacões dados os estragos infligidos nas instalações. A última reabertura de instalação de processamento de gás ocorreu em Abril de 2006. Segundo o Minerals Management Service (MMS) no *Reported Final Shutoff Statistics*, em Junho de 2006, estima-se que praticamente 0,028 bilião de m³/dia de produção de gás natural no golfo do México continuavam encerrados. E 0,028 bilião de m³/dia representam cerca de 9% da produção diária na região e 5% do total dos EUA.

Figura 5.23. Rota Marítima do Furacão *Katrina* a 29 de Agosto de 2005

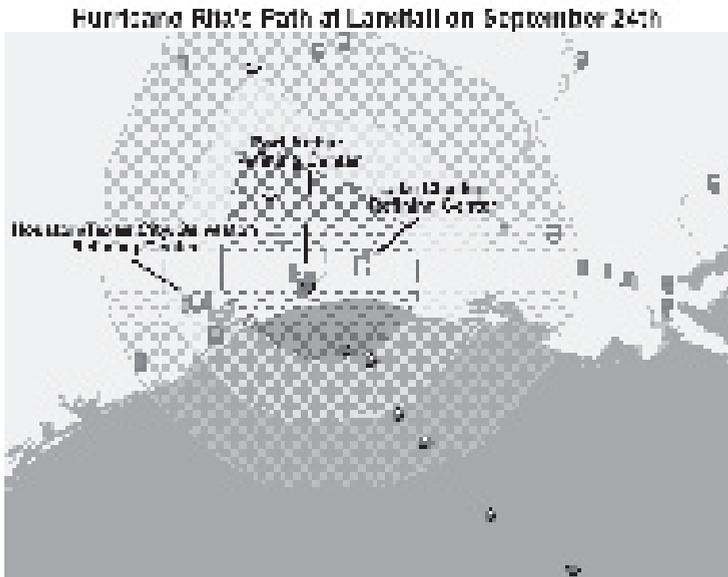


Fonte: EIA, «Hurricane Katrina Impacts on the U. S. Oil and Natural Gas Markets», 31/8/2005.

Figura 5.24. *Katrina*: Choque Integrado



Fonte: Costa e Silva, «Protocolo de Quioto: Experiência Actual e Perspectivas para lá de 2012?», 21/1/08.

Figura 5.25. Rota Marítima do Furacão *Rita* a 24 de Setembro de 2005

Fonte: EIA, «Hurricane Impacts on the U. S. Oil and Natural Gas Markets», 27/12/2005.

Outro acidente natural recente foi uma forte tempestade que provocou o naufrágio de cinco navios e um desastre ecológico no estreito de Kerch, ponto de passagem entre o mar Negro e o mar de Azov, em Novembro de 2007. Este acidente, com trágicas consequências ambientais, aconteceu quando um petroleiro russo se partiu em dois junto ao porto de Kavkaz, vertendo entre 1200 e 2000 toneladas de petróleo. Os trabalhos de limpeza poderão demorar meses ou mesmo anos, se o petróleo vertido assentar no fundo do mar.

Ventos de até 100 quilómetros por hora e vagas de cinco metros converteram a zona numa «armadilha» para as embarcações. Um navio georgiano que transportava sucata afundou-se em frente ao porto ucraniano de Sebastopol. Junto ao porto russo de Kavkaz, naufragaram ainda outros três navios, dois dos quais carregados com vários milhares de toneladas de enxofre.

Em síntese, um leque variado de disrupções de abastecimentos energéticos pode, sem dúvida, constituir uma séria ameaça à segurança energética dos países. Uma subida abrupta de preços pode decorrer de eventos técnicos (acidentes), políticos (sabotagens) ou meteorológicos (furacões).

Capítulo VI

A Política Energética da União Europeia

6.1. A Nova Política Energética da União Europeia

6.1.1. Antecedentes da Nova Política Energética da União Europeia – um Percurso de Meio Século

Desde o início da construção das Comunidades Europeias que a política energética tem estado presente, quer de forma explícita, quer implícita. Nos tratados fundadores das Comunidades Económicas Europeias são feitas menções às questões energéticas; todavia, nenhum deles consagrou um capítulo autónomo a esta política.

O primeiro tratado fundador da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA), denominado Tratado de Paris, assinado a 18 de Abril de 1951⁶⁴, visava a criação de um mercado comum do carvão e do aço, de maneira a permitir ensaiar uma modalidade susceptível de ser progressivamente aplicada a outros domínios económicos, por forma a aceder, em última instância, à construção de uma Europa política. Os artigos 3.º (objectivos gerais) e 57.º-64.º (produção e preços) reflectem os seus propósitos nesta área.

Na Conferência de Messina, em 1955, afirmava-se, na sua Declaração Final, o seguinte: «para estes efeitos, os ministros concordaram

⁶⁴ O Tratado CECA entrou em vigor a 25 de Julho de 1952, com uma duração de 50 anos (artigo 97.º).

quanto aos seguintes objectivos: [...] colocar à disposição das economias europeias energia mais abundante e mais barata...».

Nos dois tratados subsequentes, igualmente denominados Tratados de Roma, assinados a 25 de Março de 1957⁶⁵, a questão da energia voltou a ser abordada. O tratado que funda a EURATOM (Comunidade Europeia de Energia Atómica), em especial nos seus artigos 40.º-76.º (investimentos, empresas comuns, aprovisionamento) e 92.º-100.º (mercado comum nuclear), visava coordenar os programas de investigação já em curso nos Estados-membros, ou os que estes tinham em preparação, na perspectiva da utilização pacífica da energia nuclear. Para além da investigação, o Tratado EURATOM visava também o estabelecimento de normas de segurança uniformes para a protecção dos trabalhadores nucleares e das populações, a promoção de investimentos comuns e o aprovisionamento regular dos Estados-membros em matérias fósseis (tendo sido criada uma Agência de Aprovisionamento Comum). No Tratado de Roma, que institui a Comunidade Económica Europeia, nos seus artigos 100.º (dificuldades de aprovisionamento) e 308.º, voltaram a abordar-se as questões energéticas.

Olhando para as revisões que se têm sucedido ao Tratado CEE, conclui-se que, ao longo dos tempos, os aspectos ligados à política energética em geral e em outros domínios têm estado presentes. Porém, os tratados subsequentes não previram uma base jurídica específica para a política comunitária da energia, cujos fundamentos permanecem associados ao Tratado EURATOM e a determinadas disposições dispersas nos capítulos «Mercado Interno» e «Ambiente» do Tratado da União Europeia.

Com efeito, encontram-se alusões à energia, no Tratado da União Europeia (Tratado de Amesterdão), nomeadamente no n.º 4 do artigo 99.º (ex-artigo 103.º, n.º 4, do Tratado de Maastricht; dificuldades de aprovisionamento) e no artigo 308.º (ex-artigo 235.º). Todavia, na última revisão do Tratado da União Europeia, a Energia não foi incluída como um capítulo separado. Na realidade, a política energética foi simplesmente incluída na lista de objectivos (alínea u) do artigo 3.º (ex-alínea t do artigo 3.º). Além disso, a mesma questão é referida no Título «O Ambiente» (Título

⁶⁵ Os dois Tratados de Roma entraram em vigor a 1 de Janeiro de 1958, com uma vigência ilimitada (artigo 240.º do Tratado CEE e artigo 208.º do Tratado CEEA).

XIX – ex-Título XVI; n.º 2 do artigo 175.º – ex-n.º 2 do Artigo 130.º-S). O Tratado da União Europeia aponta igualmente as redes transeuropeias no âmbito das quais se insere também a infra-estrutura energética (Título XV, artigos 154.º, 155.º e 156.º, em articulação com o artigo 158.º – ex-Título XII, ex-artigo 129.º-B, 129.º-C e 129.º-D em articulação com os ex-artigos 70.º e 130.º-A). Por outro lado, o Tratado da União Europeia confirma que a energia se integra nos domínios de acção da Comunidade. No entanto, é patente que determinados Estados-membros não dispõem, presentemente, da capacidade de delegarem na Comunidade competências importantes em matéria de política energética. Assim sendo, e em consonância com o Princípio da Subsidiariedade (consignado no Tratado), a política energética terá de ser considerada fundamentalmente uma tarefa da competência dos Estados-membros.

Porém, os problemas surgidos em 2005, no contexto da ratificação do Tratado Constitucional, conduziram a União a lançar um processo de reflexão sobre a futura reforma. Daí resultou uma CIG com a missão de elaborar um «Tratado Reformador» destinado a alterar os tratados em vigor, a fim de reforçar a eficácia e a legitimidade democrática da União alargada, bem como a coerência da sua acção externa. Os trabalhos da CIG tiveram como resultado o Tratado de Lisboa, formalmente assinado a 13 de Dezembro de 2007, em Lisboa.

Se o Tratado for ratificado por todos os Estados-membros⁶⁶, conterà um título, ao contrário das revisões anteriores, dedicado à Energia (Título XX). No Título I, artigo 2.º, parágrafo 2, a energia é definida como sendo uma competência partilhada; e no Título XX, artigo 176.º-A, são estipulados os seguintes objectivos da política energética da União Europeia:

- Assegurar o funcionamento do mercado energético;
- Assegurar a segurança do abastecimento energético na União Europeia;
- Promover a eficiência e a poupança energéticas e o desenvolvimento de energias novas e renováveis.

⁶⁶ Há que mencionar o facto de que no momento da publicação do presente livro, o Tratado de Lisboa já ter entrado em vigor, nomeadamente a 1/12/2009. Esta discrepância temporal prende-se com o facto de o trabalho se cingir a uma análise que em termos temporais vai até finais de 2007.

Objectivos Gerais da Política Energética da União Europeia

Desde o começo a política energética da União Europeia pautou-se por objectivos energéticos a concretizar a longo prazo, tal como foram enunciados pelo Livro Branco sobre uma «Política Energética para a União Europeia»⁶⁷. Seguiu-se-lhe o Livro Verde «Em Direcção a uma Estratégia Europeia para a Segurança do Abastecimento da Energia»⁶⁸.

A Comissão, o Parlamento Europeu (PE) e o Conselho têm enfatizado que a política energética deve integrar-se nos objectivos gerais da política económica da Comunidade, baseada na integração do mercado, na desregulamentação, na redução da intervenção pública ao mínimo indispensável para efeitos de salvaguarda do interesse e do bem-estar públicos, no desenvolvimento sustentável, na defesa do consumidor e na coesão económica e social. Para além destes objectivos gerais, a política energética deve prosseguir também objectivos específicos visando lograr um equilíbrio neste sector entre competitividade, segurança de aprovisionamento e protecção ambiental.

Em 2005, a Comissão publicou um «Relatório sobre o Livro Verde sobre Energia», propondo uma série de iniciativas para promover acções de forma a conseguir um abastecimento energético melhor e suficiente. Seguiu-se-lhe outro Livro Verde sobre «Eficiência Energética»⁶⁹, o qual foi adoptado pela Comissão no mesmo ano, e onde se propõem acções nos Estados-membros de forma a incentivar a uma melhor utilização de todas as fontes energéticas.

Com efeito, nas últimas três décadas, a Comunidade conseguiu alcançar algum êxito na prossecução dos seus objectivos de política energética (como por exemplo, na diminuição da dependência energética, na substituição da utilização de petróleo, na poupança de energia, etc.). Desde 1975, a União Europeia foi capaz de aumentar substancialmente a produção de energia primária, sobretudo através do claro aumento da produção de petróleo no Reino Unido. Apesar de um crescimento económico substan-

⁶⁷ Comissão Europeia, «Política Energética para a União Europeia», COM(95)0682, Bruxelas, 1995.

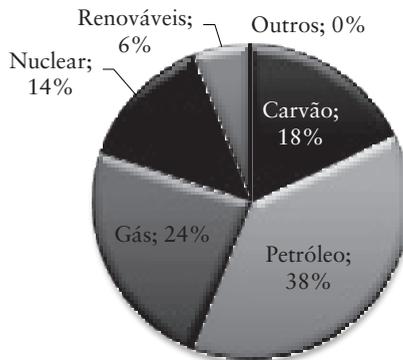
⁶⁸ Comissão Europeia, «Em Direcção a uma Estratégia Europeia para a Segurança do Abastecimento da Energia», COM(2000)769 e o Relatório subsequente, COM(2002)321, Bruxelas, 2000.

⁶⁹ Comissão Europeia, «Eficiência Energética», COM(2005)2651, Bruxelas, 2005.

cialmente mais elevado, o consumo doméstico bruto de energia na União Europeia tem sido relativamente baixo (o consumo total de energia na UE-12 foi de 1100 mtoe em 1990, e na UE-25 foi de 1131,6 mtoe em 2003; o consumo de energia aumentou, mas a um ritmo lento nos últimos anos – aproximadamente 0,8% por ano). Não obstante, esta tendência tem vindo a alterar-se nos anos recentes, à medida que as projecções têm estimado uma dependência de pelo menos 80%-90% em 2030 (facto este não estritamente relacionado com um declínio da produção petrolífera no Reino Unido).

Em 2004 a dependência da UE-27 face à importação de energia primária era a seguinte:

Figura 6.1. Aprovisionamento Energético Total de Energia Primária da UE-27 (2004): cerca de 1800 Mtoe



Fonte: Comissão Europeia, 10/1/07(a), p. 8

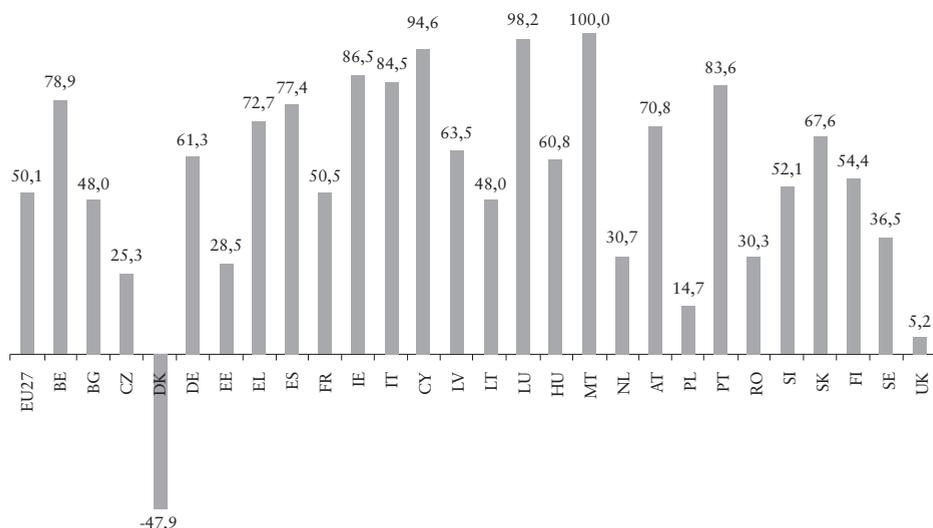
Como se pode ver pela figura 6.1, o petróleo e o gás natural são, sem dúvida, as duas energias primárias mais importadas pela UE-27, representando conjuntamente 62%, tendência esta que irá manter-se, segundo várias estimativas (feitas pela União Europeia e pela Assistência Internacional da Energia).

Actualmente a União Europeia importa 76,6% da sua procura petrolífera e 53% da sua procura em gás natural (e 35,4% da procura de carvão). Em 2030 estima-se que a dependência da União Europeia nas importações de petróleo será de mais de 90% e de mais de 80% do gás natural.

Há ainda que ter em conta que existem diferenças consideráveis entre os Estados-membros no que diz respeito à produção e ao consumo

de energia, à dependência energética e, em particular, à concretização dos objectivos relacionados com a conservação de energia e a substituição do petróleo. Existem também grandes diferenças entre os Estados-membros no que se refere à quota individual de recursos energéticos no consumo total e, conseqüentemente, aos montantes importados por cada um (Figura 6.2). Esta disparidade deve-se às diferenças estruturais entre os países membros, bem como aos diferentes objectivos energéticos estabelecidos a nível nacional (por exemplo, no que diz respeito à energia nuclear).

Figura 6.2. Dependência da Importação de Energia da UE-27 por País, 2004 (%)



Fonte: Comissão Europeia, 10/1/07(a), p. 10.

De acordo com a figura 6.2, constata-se que no seu conjunto a UE-27 importa metade das suas necessidades energéticas (50,1%). Com efeito, dos 27 países, 17 importam mais de 50%, sendo liderados por Malta que importa a totalidade da sua energia consumida (100%), seguida pelo Luxemburgo (98,2%) e pelo Chipre (94,6%). Em relação aos países menos dependentes do exterior, no topo surgem o Reino Unido (5,2%) e a Polónia (14,7%); apenas a Dinamarca não importou energia em 2004.

Em 2003 foi adoptada a regulação para harmonizar o mercado interno de energia, mediante a qual foram estabelecidas regras nas trocas de

electricidade entre fronteiras (CE 1228/2003). A Directiva 2003/54 estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e a Directiva 2003/55 cria o mesmo mecanismo para o mercado interno do gás natural. A legislação da União Europeia estipula que a partir de Julho de 2007, todos os consumidores deverão ser livres de comprar em qualquer parte gás e electricidade. Além do mais, a União Europeia deseja assegurar que as infra-estruturas (redes de distribuição de electricidade e de gás) sejam melhoradas, para que o transporte de energia seja o mais eficiente possível nos locais onde é necessária. Finalmente, foram estabelecidos reguladores em cada Estado-membro da União, com a finalidade de assegurar o funcionamento correcto de fornecedoras e das redes de companhias, e de estas proverem aos seus clientes os serviços esperados⁷⁰.

Objectivos Específicos da Política Energética

Para além dos objectivos gerais em matéria de política energética, a União Europeia estabeleceu diversos objectivos sectoriais, os quais englobam o enquadramento geral em que se insere a política energética da União, nomeadamente: através da manutenção da quota-parte dos combustíveis sólidos (carvão) no consumo total de energia (reforçando a competitividade da capacidade produtiva); do reforço da quota-parte do gás natural na balança energética; do estabelecimento de normas de segurança máxima, enquanto pressuposto da concepção, construção e exploração de centrais nucleares; e do aumento da quota-parte das energias renováveis. Em relação à prossecução destes objectivos sectoriais, a União tem registado um êxito inegável. Porém, tem-se verificado que o grau de consecução destes objectivos continua a variar consideravelmente consoante os Estados-membros.

Durante o período em apreço, todos os órgãos políticos (Comissão, PE, Conselho) foram unânimes em considerar que, no tocante aos objectivos energéticos sectoriais, seria desejável um aumento da quota-parte das energias renováveis: o objectivo almejado (objectivo mínimo) consis-

⁷⁰ A regulação 1775/2005 indica as condições de acesso às redes de transmissão de gás natural; e a Directiva 2004/67/CE a questão da segurança de aprovisionamento de gás natural. A regulação de acesso às redes de transmissão de gás natural está na COM (2003)741.

te numa duplicação da quota-parte das energias renováveis no consumo energético global, a qual deverá representar, até ao ano 2010, 15% (Princípio da Substituição). A Comissão deverá concretizar estes objectivos, adoptando acções concretas. Porém, existe alguma oposição à adopção de medidas individuais, bem como alguma controvérsia se e de que forma deverá ser realizado em termos concretos.

A União Europeia tem metas para os vários tipos de energia, que constituem o cabaz energético. Sejam elas de origem fóssil (carvão, gás e petróleo), nuclear ou renovável (solar, eólica, proveniente da biomassa, geotérmica, hidráulica ou proveniente das marés). Tem também metas para o mercado interno, para a redução do efeito de estufa, para a cooperação internacional e para a investigação.

Os objectivos da política energética da União Europeia visam o fomento do consumo de **carvão** e o aumento da competitividade das capacidades de produção internas, com o propósito de alcançar um crescimento significativo do consumo de **combustíveis sólidos**.

O alargamento da União, em Maio de 2004, implicou uma alteração do papel do carvão na União, no que diz respeito às reservas de carvão e às estruturas de produção, bem como de consumo. Com efeito, desde o penúltimo alargamento que a União Europeia tem discutido intensivamente um número de temas relacionados com a energia (a título ilustrativo, a segurança de abastecimento, desencadeada pela disputa entre a Rússia e a Ucrânia, no início de 2006). Actualmente, a Comissão Europeia está a estudar uma revisão do *statu quo* e os efeitos da regulação dos mercados europeus energéticos. A combustão do carvão está associada às emissões de poluentes do ar, como o dióxido enxofre (SO₂) e o dióxido de carbono (CO₂). Todavia, o carvão continua a ser um recurso abundante e irá, sem dúvida, desempenhar um papel importante nas discussões de segurança energética, bem como em outros temas (por exemplo, no *mix* energético, co-utilização, etc.). Na realidade, muitos Estados-membros têm reservas de carvão (Reino Unido, Alemanha e Espanha), o que cria emprego e oportunidades de exportação. Tendo em conta que o carvão provavelmente continuará a ser um combustível importante para a geração de electricidade em todo o mundo nas próximas décadas, tem-se verificado um desenvolvimento, quer económico, quer tecnológico, no sentido de se conseguir um «carvão limpo». Cada vez mais o sequestro

geológico do dióxido de carbono tem vindo a ser desenvolvido, com a finalidade de mitigar a emissão de gases. Os diferentes elementos do sequestro geológico do dióxido de carbono e as tecnologias já alcançaram diferentes estádios de desenvolvimento, constituindo um conjunto interessante de opções que podem contribuir, quer para responder à procura futura da electricidade, quer face ao desafio de limitar as alterações climáticas (alcançando os objectivos do Protocolo de Quioto e do pós-Quioto).

Em relação aos **hidrocarbonetos**, os objectivos da política energética da União Europeia consistem na substituição do petróleo por outros combustíveis. Mas a prossecução destes propósitos encoraja também a prospecção (prospecção em *offshore*, etc.) e a exploração de hidrocarbonetos no território da Comunidade. A segurança do abastecimento deverá ser promovida através da diversificação das fontes (os Estados-membros deverão dispor de reservas dos principais produtos petrolíferos em quantidade equivalente a 90 dias de consumo em igual período do ano anterior).

Nos objectivos da política energética da União Europeia continua a reconhecer-se a importância primordial da **energia nuclear**. No entanto, após o desastre de Chernobyl, em 1986, o papel desempenhado pela energia nuclear na estratégia energética tem sido fortemente contestado. Este acidente demonstrou precisamente que a Comissão Europeia – apesar do Tratado EURATOM – não dispõe de competências suficientes na sua qualidade de autoridade responsável a nível comunitário. Por exemplo, não existem quaisquer disposições comunitárias claras aplicáveis ao acondicionamento e transporte de combustíveis nucleares ou de resíduos nucleares; há dificuldades na definição de normas básicas de protecção contra radiações. Porém, foram relançadas disposições relativas à segurança: fixação de normas *maximales* de radioactividade nos alimentos, bem como procedimentos de assistência mútua entre os Estados-membros e a transmissão de informação às populações sobre as medidas de protecção a serem tomadas em caso de urgência radiológica.

No Livro Verde sobre «Segurança Energética», a energia nuclear foi considerada, por comparação com o carvão, petróleo, gás e renováveis, como a opção energética «menos perfeita», tendo sido levantada a questão sobre a forma como poderá a União Europeia desenvolver fusão tecnológica e reactores para o futuro, reforçar a segurança nuclear e encontrar a solução para o problema dos resíduos nucleares. Porque a segurança

energética não pode ser considerada apenas numa perspectiva nacional. Em Janeiro de 2003, a Comissão adoptou uma nova abordagem sobre a segurança das instalações nucleares e para os resíduos nucleares⁷¹. No ano seguinte, apresentou uma proposta revista baseada na *inter-alia* das sugestões do PE, as quais foram agrupadas em duas directivas: uma sobre a segurança das instalações nucleares (adoptada como regulação pelo Conselho em 2006) e outra sobre a gestão dos resíduos radioactivos.

A promoção das **energias renováveis** constitui um dos principais objectivos da política energética da Comunidade. A quota-parte destas energias renováveis no consumo energético global deverá registar um aumento acentuado. Pretende-se uma duplicação da quota-parte das energias renováveis em relação ao consumo total de energia, que deverá representar 15%, em 2010, e aumentar as fontes de energias renováveis para o mercado interno eléctrico em 22,1% do total da produção (Directiva 2001/77). Segundo a Decisão 1230/2003, «Energia Inteligente para a Europa», foram previstas medidas para promover as renováveis e o aumento da eficiência energética.

Em 2002 foi adoptada a Directiva 2002/91 sobre o desempenho energético dos edifícios (em particular o isolamento, o ar condicionado e o uso de energias renováveis).

Ainda no mesmo ano, a Comissão propôs outra directiva sobre o desenvolvimento e uso da cogeração ou do calor combinado e a produção de energia (CHP). Com efeito, a produção de electricidade e calor num processo integrado permite poupanças na energia primária e, portanto, permite alcançar os objectivos da política de energia da União Europeia.

Em Maio de 2003 foi adoptada a Directiva 2003/30 sobre os biocombustíveis ou combustíveis renováveis para transporte. Esta directiva visa a promoção do uso de biocombustíveis ou combustíveis renováveis, de forma a substituir o diesel ou o petróleo nos objectivos dos transportes em cada Estado-membro, tendo em vista os compromissos tomados em relação às alterações climáticas, segurança de aprovisionamento, ambiente amigável e promoção de fontes energéticas renováveis.

Em Maio de 2004, a Comissão adoptou a comunicação proposta pelo Conselho e pelo Parlamento Europeu sobre a avaliação do efeito da

⁷¹ Ver COM(03)32.

contribuição das fontes renováveis na União e pôs em marcha propostas para acções concretas [COM 2004(366)]. Subsequentemente, na sua resolução sobre a quota de energia renovável na União Europeia e propostas para acções concretas, o PE reconheceu a importância das renováveis e estabeleceu objectivos para 2020, dando um sinal claro aos actores e aos *policy-makers* nacionais, enfatizando que as energias renováveis são o futuro energético da União e fazem parte da «Estratégia Ambiental e Industrial da União». A Comissão prosseguiu com a Comunicação «Plano de Acção Biomassa»⁷² que estabelece medidas para aumentar o desenvolvimento da energia biomassa, a partir da madeira, recursos e culturas de cereais, através da criação de incentivos no mercado e removendo as barreiras ao desenvolvimento do mercado.

Mais recentemente, em Abril de 2006, a Directiva 2006/32/CE visa o uso final da eficiência energética e os serviços energéticos, no intuito de fomentar a eficiência energética na União e promover o mercado para os serviços energéticos (como a iluminação, água quente, ventilação, etc.).

A Comunicação da Comissão Europeia «Estratégia da UE para os Biocombustíveis»⁷³, de 2006, destina-se a promover os biocombustíveis e preparar o seu uso em larga escala, explorando as oportunidades para os países em desenvolvimento.

O Livro Verde «Uma Estratégia Europeia para Energia Sustentável, Competitiva e Segura»⁷⁴ coloca a ênfase na energia renovável, através da adopção de um compromisso a longo prazo no sentido de desenvolver e instalar energias renováveis. Neste contexto, a Comissão Europeia irá realizar um *road map* de energias renováveis.

Mercado Interno

A consolidação do mercado interno exige também, ainda no domínio da energia, o desmantelamento de diversas restrições e entraves comerciais,

⁷² Comissão Europeia, Comunicação da Comissão Europeia «Plano de Acção Biomassa», COM(2005)628, Bruxelas, 7/12/05.

⁷³ Comissão Europeia, Comunicação da Comissão Europeia «Estratégia da UE para os Biocombustíveis», COM(2006)34, Bruxelas, 8/2/06.

⁷⁴ Comissão Europeia, «Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura», Livro Verde da Comissão Europeia, [COM(2006)Final – não publicado no *Jornal Oficial*], Bruxelas, 8/3/06.

a harmonização das políticas fiscais e de preços, das normas e padrões, e das exigências no que respeita ao meio ambiente e à segurança. Na sequência das directivas adoptadas em 1990 e 1991 sobre a distribuição de electricidade e gás, foi decidido, a 25 de Julho de 1996, através de uma co-decisão do PE e do Conselho⁷⁵, dar maior abertura às redes de electricidade para grandes clientes industriais («Acesso de Terceiros às Redes», ou «*Third Party Access*» – TPA). A co-decisão relativa a regras comuns para o mercado do gás natural foi adoptada a 22 de Junho de 1998⁷⁶.

Em 2003 foram adoptadas mais duas directivas, uma para a electricidade e outra para o gás⁷⁷, juntamente com o Regulamento n.º 1228/2003 sobre as condições de acesso à rede além-fronteiras para troca de electricidade – os mercados da electricidade e do gás deveriam ter sido abertos à concorrência em 2005 (e 2007, para clientes particulares). Para alguns Estados o acesso prioritário já foi removido. Irão ser criadas autoridades nacionais reguladoras para supervisionar as obrigações do serviço público, segurança de aprovisionamento e informação tarifária.

A Directiva 2003/96 introduziu um novo sistema de impostos dos produtos energéticos. Com efeito, o funcionamento do mercado interno e o alcance dos objectivos de outras políticas da União Europeia requerem um *minimum* de níveis dos impostos dos produtos energéticos, sendo a electricidade um dos instrumentos disponíveis para alcançar os objectivos do Protocolo de Quioto. A Directiva 2003/96 amplia o campo de acção do sistema de taxa *minimum* – actualmente limitada aos óleos minerais – a todos os produtos energéticos, carvão mineral, gás e electricidade.

O Conselho aprovou a 4 de Abril de 2006 uma proposta de directiva da Comissão [COM(2003)739] em que se estabelecem metas para uma utilização final da energia e dos serviços energéticos mais efectiva.

Efeito de Estufa e Cooperação Internacional

Continuam pendentes diversas decisões importantes relativas ao efeito de estufa e à cooperação internacional. A Comunidade manifestou, no

⁷⁵ Directiva 96/92/CE, JO L 027 de 30/1/97.

⁷⁶ Directiva 98/30/CE, JO L 204 de 21/7/98.

⁷⁷ Directivas 2003/54/CE, JO L17 de 15/7/03 e 2003/55/CE JO L17 de 15/7/03, respectivamente.

entanto, o seu empenhamento em tomar medidas específicas nesse âmbito e no da luta contra o efeito de estufa. A proposta de directiva de 1992 [COM(92)0226] relativa à instituição de um imposto sobre as emissões de dióxido de carbono e sobre a energia não foi aplicada, o que se deveu, por um lado, à tenaz atitude de resistência manifestada por alguns Estados-membros e/ou ramos da indústria visados, e, por outro, à ausência de apoio por parte dos concorrentes principais (EUA e Japão) nos mercados mundiais. A inércia da Comunidade no domínio da criação de um imposto sobre as emissões de dióxido de carbono e sobre a energia foi particularmente criticada. A importância da adopção de um plano de acção concertado visando a redução dos gases com efeito de estufa (sobretudo dióxido de carbono) tornou-se particularmente notória no âmbito da III Conferência das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas, realizada em 1997, em Quioto (e também por ocasião da conferência de seguimento que se realizou em Novembro de 1998, em Buenos Aires). A União Europeia comprometeu-se neste domínio a reduzir até ao período 2008-2012 as emissões de CO₂ em 8% em relação a 1990. Em Julho de 2003, a directiva (2003/87) sobre as emissões de gás com efeito de estufa foi aceite. Em 2005, foi criado um dos esquemas mais amplos de comércio de emissões (ETS) a nível mundial⁷⁸. A entrada de novos membros na UE exigiu a sua inclusão no mercado interno de energia para beneficiarem da concorrência aberta, da melhoria da eficiência energética e da introdução gradual de fontes de energia renováveis.

Investigação

A energia constitui um importante vector dos programas comunitários de investigação.

Para apoiar os objectivos de política energética já referidos, a Comunidade, no âmbito do seu Programa-quadro de Investigação, promove numerosas acções de investigação, desenvolvimento e demonstração no domínio da energia; tais actividades deverão, entre outros aspectos, promover a aceitação, a competitividade ou as possibilidades de utilização das energias tradicionais, ajudar as novas energias a afirmarem-se (ener-

⁷⁸ Actualmente está a ser revisto – uma segunda fase está a ser considerada para 2012.

gias alternativas, fusão nuclear) ou contribuir para a poupança de energia e a sua utilização racional.

Actualmente está em vigor o sétimo programa-quadro da União Europeia (2007-2013) para a investigação, desenvolvimento tecnológico e actividades de demonstração [COM2005(119)], visando a poupança de energia.

Em suma, desde o início das Comunidades Europeias, a energia tem estado presente. Mas apesar da sua importância, ainda não existe uma política energética comum. Porém, pouco a pouco a UE vai dando passos que, provavelmente, a tornarão uma realidade.

6.1.2. Energia para um Mundo em Mutação

Como já se viu, apesar de a energia ser um tema sempre presente, desde a criação das Comunidades Europeias, a verdade é que hoje ainda não existe uma política comum energética. Ora é perante as necessidades, desafios e respostas (as preocupações ambientais, o novo funcionamento do mercado interno europeu, a dependência externa de produtos energéticos) que cada vez mais a União Europeia constata a importância de criar uma política interligada de energia.

Três documentos-chave marcam uma nova etapa na política de energia da União Europeia, consignando-lhe um papel central na acção europeia, designadamente:

- Livro Verde da Comissão Europeia «Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura», de 8/3/06⁷⁹;
- Comunicação da Comissão ao Conselho e ao PE, «Uma Política Energética para a Europa», de 10/1/07⁸⁰;
- Conclusões do Conselho Europeu de Bruxelas, sob a presidência alemã, 8-9/3/07⁸¹.

⁷⁹ Comissão Europeia, «Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura», Livro Verde da Comissão Europeia [COM(2006)Final – não publicado no *Jornal Oficial*], Bruxelas 8/3/06.

⁸⁰ Comissão Europeia, «Uma Política Energética para a Europa», Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu, [COM(2007) 1 final], Bruxelas, 10/1/2007(c).

⁸¹ Conselho Europeu de Bruxelas, «Conclusões do Conselho Europeu de Bruxelas», Presidência Alemã, Bruxelas: Conselho Europeu de Bruxelas, 8-9/3/07, *online*, disponível em http://europa.eu/european_council/conclusions/index_pt.htm.

O Livro Verde sobre a «Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura» apresentou seis propostas concretas para atingir os três objectivos, nomeadamente: sustentabilidade, competitividade e segurança⁸².

Em primeiro lugar, a União Europeia deve realizar plenamente os mercados internos do gás e da electricidade.

Em segundo lugar, a União Europeia deve assegurar que os seus mercados internos de energia garantam a segurança do aprovisionamento e a solidariedade entre Estados-membros.

Em terceiro lugar, a Comunidade tem necessidade de um verdadeiro debate a nível comunitário sobre as diversas fontes de energia, incluindo os seus custos e contributos para as alterações climáticas, para poder certificar-se de que, em geral, o cabaz energético da União Europeia prossegue os objectivos de segurança do aprovisionamento, competitividade e desenvolvimento sustentável.

Em quarto lugar, a Europa deve gerir os desafios das alterações climáticas de uma forma compatível com os «Objectivos de Lisboa».

Em quinto lugar, um plano estratégico para as tecnologias energéticas, utilizando o melhor possível os recursos europeus, com base nas plataformas tecnológicas europeias e podendo optar por iniciativas tecnológicas conjuntas ou empresas comuns para desenvolver mercados de ponta para a inovação em matéria de energia. Este plano seria apresentado assim que possível ao Conselho Europeu e ao PE para aprovação.

Em último lugar, uma política energética externa comum. Para dar resposta aos desafios dos preços elevados e voláteis da energia, ao aumento da dependência das importações, a uma procura energética em forte crescimento a nível global e ao aquecimento do clima, a União Europeia deve ter uma política energética externa claramente definida e praticá-la, tanto a nível nacional, como comunitário, a «uma só voz».

Segundo a Comunicação da Comissão ao Conselho e ao PE, «Uma Política Energética para a Europa» (de 10/1/07), retomou-se como ponto de partida para uma política energética europeia que esta assenta em

⁸² Cf. Comissão Europeia, «Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura», Livro Verde da Comissão Europeia, [COM(2006)Final – não publicado no *Jornal Oficial*], Bruxelas 8/3/06. pp. 21-23.

três vertentes, designadamente: combater as alterações climáticas, limitar a vulnerabilidade externa da União Europeia face às importações de hidrocarbonetos e promover o crescimento e o emprego fornecendo aos consumidores energia segura e a preços acessíveis.

À luz das numerosas contribuições recebidas durante o período de consultas sobre o seu Livro Verde, a Comissão propõe na sua análise estratégica da política energética o seguinte fundamento para a Política Energética para a Europa:

- Um objectivo de 30% de redução das emissões de gases com efeito de estufa pelos países desenvolvidos até 2020 em relação aos níveis de 1990, a defender pela União Europeia em negociações internacionais. Além disso, em 2050 as emissões globais de gases com efeito de estufa devem sofrer uma redução até 50% em relação a 1990, o que implicará reduções nos países industrializados de 60-80% até essa data.
- Um compromisso da União Europeia de alcançar até 2020, em quaisquer circunstâncias, pelo menos uma redução de 20% dos gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990.

Dado que a produção e a utilização de energia são as principais fontes de gases com efeito de estufa, é necessária uma abordagem integrada das políticas climática e energética; essa integração deverá ser alcançada de forma a apoiarem-se mutuamente. Tendo isso em consideração, a Política Energética para a Europa visará os três objectivos adiante enumerados, no pleno respeito das opções dos Estados-membros quanto ao cabaz energético e da sua soberania em relação às fontes de energia primária, e com base num espírito de solidariedade entre Estados da União:

- Aumentar a segurança do aprovisionamento;
- Assegurar a competitividade das economias europeias e uma oferta energética a preços acessíveis;
- Promover a sustentabilidade ambiental e fazer frente às alterações climáticas.

Nas próximas Conferências Internacionais das Nações Unidas sobre o Clima, realizadas entre finais de 2007 e finais de 2009, terão de ser efectuadas negociações para um acordo global e abrangente pós-2012, que deverá desenvolver e ampliar a arquitectura do Protocolo de Quioto e fornecer um quadro justo e flexível que possa alargar a participação.

Alcançar o objectivo estratégico do acima exposto significa transformar a Europa numa economia energética altamente eficiente e com baixa produção de CO₂, catalisando uma nova revolução industrial, acelerando a mudança para um crescimento reduzido do carbono e aumentando radicalmente, ao longo de vários anos, a quantidade de energia local e com emissões reduzidas que se produz e se utiliza. O desafio é consegui-lo de uma forma que maximize os potenciais ganhos de competitividade para a Europa e limite os potenciais custos.

Finalmente, o terceiro documento chave é o «Plano de Acção» aprovado pelo Conselho Europeu, sob a presidência alemã, de 8-9/3/07 (elaborado com base nos dois documentos anteriores). Para 2007-2009 prevêem acções prioritárias, algumas das quais podem contribuir para mais de um dos três objectivos da PEE, repartindo-se pelas cinco áreas seguintes⁸³:

1. Mercado Interno do Gás e da Electricidade

A União Europeia já adoptou uma série de medidas para criar um mercado interno de energia que ofereça verdadeiras escolhas a todos os consumidores comunitários, cidadãos ou empresas, novas oportunidades empresariais e um maior comércio transfronteiras. Porém, as actuais regras e medidas não alcançaram ainda estes objectivos. Assim, foi aprovado um conjunto de medidas com o objectivo de criar dentro de três anos uma rede europeia de gás e electricidade e um mercado da energia competitiva à escala europeia.

2. Segurança do Aprovisionamento

O mercado interno da energia aumenta a interdependência dos Estados-membros em matéria de aprovisionamento de electricidade e de gás, sendo elevada a dependência da importação em ambos os sectores (mais de 90% para o petróleo e cerca de 80% para o gás em 2030). Segundo as estimativas, a produção de electricidade será fortemente dependente do gás.

3. Política Energética Internacional

No futuro, a União Europeia representará apenas 15% das novas emissões de CO₂. Além disso, com os novos objectivos, a União Euro-

⁸³ Cf. Conselho Europeu de Bruxelas, «Conclusões do Conselho Europeu de Bruxelas», Presidência Alemã, Bruxelas: Conselho Europeu de Bruxelas, 8-9/3/07(a), *online*, disponível em http://europa.eu/european_council/conclusions/index_pt.htm.

peia consumirá em 2030 menos de 10% da energia mundial. Assim, os desafios ligados à segurança do aprovisionamento energético e à luta contra as alterações climáticas não podem ser enfrentados pela União Europeia ou pelos seus Estados-membros actuando individualmente. A União Europeia deve trabalhar conjuntamente com países desenvolvidos e em desenvolvimento, consumidores e produtores de energia, para assegurar uma energia competitiva, sustentável e segura. A União Europeia e os seus Estados-membros devem prosseguir estes objectivos falando a «uma só voz», estabelecendo parcerias eficazes para os traduzir numa política externa que tenha sentido.

A União Europeia já fala a «uma só voz» nas negociações de acordos internacionais, nomeadamente no domínio comercial.

O primeiro passo para falar a «uma só voz» é estabelecer objectivos claros e os meios para a sua coordenação eficaz.

4. Eficiência Energética e Energias Renováveis

Uma eficiência energética melhorada pode contribuir da forma mais decisiva para se alcançar a sustentabilidade, a competitividade e a segurança do aprovisionamento.

A 19 de Outubro de 2006, a Comissão adoptou o «Plano de Acção para a Eficiência Energética», com medidas que colocarão a União Europeia no bom caminho para atingir um objectivo essencial de redução do seu consumo global de energia primária em 20% até 2020. Para alcançar este compromisso serão necessários esforços significativos em termos de mudança comportamental e de investimento adicional. Em 1997, a União Europeia começou a trabalhar para uma meta de 12% de energia a partir de fontes renováveis no seu cabaz energético em 2010, o que corresponde a duplicar os níveis de 1997. Desde então, a produção de energia a partir de fontes renováveis aumentou 55%. A União Europeia não vai, contudo, conseguir atingir esta meta. A percentagem de energia renovável não deverá ir além dos 10% em 2010. A principal razão para não se alcançarem as metas fixadas para a energia renovável – para além dos custos mais elevados das fontes de energia renováveis em comparação com as actuais fontes de energia «tradicionais» – é a falta de um enquadramento político coerente e eficaz em toda a União e de uma visão estável a longo prazo.

O desafio que se coloca à política em matéria de energia renovável é encontrar o justo equilíbrio entre instalar hoje uma capacidade de energia renovável em grande escala e esperar até que a investigação faça baixar o seu custo amanhã.

5. Tecnologias Energéticas

A Comissão apresentou um «Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas» (SET), em Novembro de 2007, que foi analisado no Conselho Europeu da Primavera de 2008. Com este plano a União Europeia visa, por um lado, reduzir os custos da energia limpa e, por outro, colocar a indústria da União na vanguarda do sector das tecnologias com baixa produção de carbono, em rápido crescimento. Em relação à energia nuclear, hoje em dia cerca de um terço da electricidade e 15% da energia consumida na União Europeia provêm do nuclear, que é uma das maiores fontes de energia que não emitem dióxido de carbono (CO₂) na Europa. A energia nuclear tem sido uma das formas de limitar as emissões de CO₂ na União e, para os Estados-Membros que o desejam, pode também fazer parte de um cenário energético no qual virão a ser exigidas reduções significativas das emissões nas próximas décadas.

Cabe a cada Estado-membro decidir do recurso à energia nuclear, salientando que esta utilização deverá ser acompanhada de um incremento da segurança nuclear e da gestão dos resíduos radioactivos.

Nos últimos anos, a União Europeia tem dado passos significativos no sentido de tornar realidade uma política energética comum, de forma a poder falar a «uma só voz». Porém, apesar das medidas adoptadas, o caminho ainda é longo, tanto mais que depende não somente da vontade da União Europeia como um todo, como dos 27 Estados que a formam, pois a política energética continua ainda a ser uma política nacional.

6.2. Os Passos da União Europeia face aos Desafios do Século XXI no Domínio Energético

6.2.1. A Europa num Contexto Global

A energia é essencial para o funcionamento da Europa. Os desafios das alterações climáticas, a crescente dependência das importações e o

aumento dos preços da energia são uma realidade para todos os Estados da União. Paralelamente, assiste-se a uma crescente interdependência dos países da União em matéria de energia.

Desde a sua criação os Estados-membros fundadores viram a necessidade de uma abordagem comum da energia. Porém nunca a conseguiram colocar em prática. Mas os mercados da energia e as considerações geopolíticas mudaram muito desde então. É num novo contexto internacional que a União Europeia se vê «obrigada» a desenvolver uma política energética comum. Sem ela, os objectivos da União noutros domínios, como a «Estratégia de Lisboa para o Crescimento e o Emprego» e os «Objectivos de Desenvolvimento do Milénio», serão mais difíceis de alcançar. Assim, uma nova política energética europeia deve ser competitiva, sustentável e efectuada numa perspectiva de longo prazo.

Olhando a nível mundial é fácil de compreender o que foi afirmado. De acordo com vários estudos (da IEA, BP) verificar-se-á uma crescente necessidade energética nas economias actuais e do futuro próximo, estimando-se que em termos de procura energética mundial poderá ultrapassar os 16 mil milhões de toneladas em 2030 e os 22 mil milhões de toneladas em 2050. O petróleo continuará à frente do gás natural mais de cinco mil milhões de toneladas em 2030 e mais de seis mil milhões de toneladas em 2050, face a uma procura mundial de gás de praticamente quatro mil milhões de toneladas em 2030 que se manterá em 2050⁸⁴.

Como já se viu no capítulo anterior (nomeadamente, nos pontos 5.1.1 – figura 5.1, e 5.1.2 – figura 5.5), existe um desequilíbrio nítido na distribuição das reservas, quer do petróleo, quer do gás natural, acrescido do facto de se tratarem de regiões politicamente complicadas (como são os casos do Irão e da Rússia)⁸⁵.

Tudo indica que o panorama energético até 2050 não vai sofrer grandes alterações, continuando a sua trajectória de necessidade e de consumo crescente. Em relação aos países desenvolvidos, presentemente, estes consomem por volta de 60% da energia primária.

⁸⁴ Marques, *Comissão Europeia*, 8/5/07.

⁸⁵ Já no que diz respeito ao carvão, este não só existe em maior abundância, como também se encontra distribuído de forma mais equilibrada a nível mundial.

Assim, perante este panorama, a Comissão Europeia propôs três grandes objectivos⁸⁶ para a criação de uma política energética comum, nomeadamente:

- A sustentabilidade para lutar activamente contra as alterações climáticas promovendo as fontes de energia renováveis e a eficiência energética.
- A competitividade para melhorar a eficácia da rede europeia através da realização do mercado interno da energia.
- A segurança do aprovisionamento para melhor coordenar a oferta e a procura energéticas dentro da União Europeia num contexto internacional.

Sustentabilidade

O sector energético representa 80% do total das emissões de gases com efeito de estufa na União; está na origem das alterações climáticas e de grande parte da poluição atmosférica. A União está apostada em solucionar esta questão – reduzindo as emissões de gases com efeito de estufa na Comunidade e em todo o mundo a um nível que limite o aumento da temperatura do globo a 2°C acima dos níveis pré-industriais. Contudo, a actual política em matéria de energia e de transportes significaria um aumento das emissões de CO₂ na União Europeia em cerca de 5% até 2030 e das emissões globais em 55%. Em suma, as actuais políticas energéticas da UE não são sustentáveis.

Competitividade

A União Europeia está cada vez mais exposta aos efeitos da volatilidade dos preços e dos seus aumentos nos mercados internacionais da energia, bem como às consequências da progressiva concentração das reservas de hidrocarbonetos em poucas mãos. Os efeitos potenciais são significativos: se, por exemplo, o preço do petróleo se situasse para US\$100/barril em 2030, a factura da energia importada da UE-27 seria de cerca de €170 mil milhões, representando um aumento anual de

⁸⁶ Cf. Comissão Europeia, «Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura», Livro Verde da Comissão Europeia [COM(2006)Final – não publicado no *Jornal Oficial*], Bruxelas 8/3/06.

€350 para cada cidadão da União Europeia. Só uma pequena parte desta transferência de riqueza resultaria em aumento do emprego na União.

Com uma política correcta e quadros legislativos adequados, o mercado interno da energia incentivaria preços da energia justos e competitivos e poupanças de energia, bem como o aumento do investimento. Contudo, não estão ainda criadas todas as condições para tal, o que impede os cidadãos e a economia da União Europeia de tirarem todos os benefícios da liberalização da energia. Torna-se necessário fixar um horizonte a longo prazo para as limitações impostas ao carbono, a fim de promover os investimentos necessários no sector da electricidade.

A criação de incentivos ao investimento, sobretudo em eficiência energética e energias renováveis, deveria criar emprego e promover a inovação e a economia baseada no conhecimento na União. A União Europeia já é hoje o líder mundial em tecnologias renováveis, que representam um volume de negócios de €20 mil milhões e empregam 300 000 pessoas. Tem potencial para liderar o mercado mundial em rápido crescimento das tecnologias energéticas com baixas emissões de carbono. No caso da energia eólica, por exemplo, as empresas da União Europeia dominam 60% do mercado mundial. A determinação da Europa em continuar na vanguarda da luta global contra as alterações climáticas dá-lhe a oportunidade de liderar a agenda global da investigação. A fim de assegurar o desenvolvimento de tecnologias emergentes, devem ser mantidas todas as opções.

Ao mesmo tempo, a dimensão social da política energética europeia deve ser tida em conta ao longo de todas as fases de concepção e execução das várias medidas. Ao mesmo tempo que esta política deverá contribuir em geral para o crescimento e o emprego na Europa a longo prazo, poderá exercer um impacto significativo no comércio internacional de alguns produtos e processos, nomeadamente no domínio das indústrias com utilização intensiva de energia.

Segurança do Aproveitamento

A Europa está a ficar cada vez mais dependente de hidrocarbonetos importados. A manter-se o actual *statu quo*, a dependência da União face às importações de energia passará dos actuais 50% do consumo energético total da União para 65% em 2030. Pensa-se que a dependência das

importações de gás aumentará de 57% para 84% em 2030, e a de petróleo de 82% para 93%.

Isto implica riscos políticos e económicos. A pressão exercida nos recursos energéticos globais é intensa. A Agência Internacional da Energia (AIE) calcula que a procura global de petróleo aumentará 41% até 2030. Ignora-se como poderá o abastecimento corresponder a esta procura: na sua publicação *World Energy Outlook 2006*, a AIE afirma que «a capacidade e a vontade dos grandes produtores de petróleo e de gás para intensificar o investimento a fim de satisfazer a crescente procura global são particularmente incertas». O risco de ruptura no aprovisionamento é cada vez maior.

Além disso, não estão ainda em vigor mecanismos que assegurem a solidariedade entre os Estados-membros em caso de crise energética, e alguns Estados-Membros estão em grande parte, ou mesmo totalmente, dependentes de um único fornecedor de gás.

Ao mesmo tempo, a procura de electricidade da União Europeia está a aumentar, num cenário médio constante, cerca de 1,5% ao ano. Mesmo com uma política eficaz de eficiência energética, só para assegurar a produção ao longo dos próximos 25 anos será necessário um investimento da ordem dos €900 mil milhões. A previsibilidade e a existência de mercados internos eficientes do gás e da electricidade são essenciais para investimentos a longo prazo que permitam preços competitivos. Mas não estão ainda criadas estas condições.

6.2.2. Os Grandes Desafios da União Europeia no Sector Energético – o «Triângulo Mágico»

Como já se viu no ponto anterior, no final do mês de Março de 2007, os líderes europeus encontraram-se para finalizar os planos para o desenvolvimento de uma nova e coerente política de energia para a Europa. Chegou-se a um acordo final, o qual incorpora o desejo de reduzir a dependência nas importações do petróleo e do gás, ao mesmo tempo que procura assegurar fornecimentos estáveis de combustíveis fósseis para o futuro e uma redução nas emissões totais de CO₂. Esta política deverá reforçar a capacidade europeia para lidar com as crises de abastecimento e melhorar o funcionamento do mercado interno.

Ao mesmo tempo, fora da União, o contexto internacional tem vindo a mudar e a energia está a desempenhar um papel cada vez mais importante

na política externa. A questão central continua a ser a de saber como é que a nova política de energia da Europa se irá enquadrar com as componentes das políticas externas de outros importantes países importadores e exportadores com os quais a Europa tem negócios de energia e de segurança.

Com efeito, a política energética europeia encontra-se num estado de fluxo. Em 2006, a Europa foi palco de numerosas iniciativas políticas e revisões, nomeadamente em relação ao papel energético da Europa na política externa e de segurança da União, a próxima ronda de permissões de emissão de CO₂ para o sistema de trocas comerciais europeias e o *Inquiry Competition Directotes* nos sectores do gás e de electricidade. É, sem dúvida, vital integrar estes diferentes aspectos da política energética, de forma a conseguir transmitir a mensagem, quer ao mercado, quer às populações.

Ao mesmo tempo que estas políticas têm vindo a ser desenvolvidas, o contexto internacional tem-se transformado. Inúmeros factores de incerteza têm ganhado expressão. A situação no Iraque não está estabilizada, uma confrontação com o Irão devido ao poder nuclear tem ganho previsibilidade e alguns países em desenvolvimento têm manifestado a sua vontade em desenvolver a energia nuclear civil. As acções do governo russo têm sido negativas em relação aos investidores estrangeiros no sector do petróleo. A disputa com a Bielorrússia sobre os preços de fornecimento de petróleo tem conduzido a disrupções nos abastecimentos à Alemanha e à Polónia. As ameaças consequentes das alterações climáticas estão a ser globalmente reconhecidas e as políticas para combater esta realidade, através da redução das emissões de CO₂, ganham relevo.

Portanto, presentemente e no futuro, o sector energético caracteriza-se e caracterizar-se-á como uma área de intersecção e de cruzamento de factores, interesses, conflitos, protagonistas e actores. Em suma, um conjunto de temas e de subtemas de grande importância e que se influenciam mutuamente.

Centrando-nos agora no ponto em estudo – os grandes desafios da União no sector energético –, constata-se que são vários os motivos que empurram o mundo, em geral, e a União Europeia, em particular, para a necessidade da criação de um novo modelo energético⁸⁷, destacando-se:

- Os elevados preços petrolíferos praticados actualmente;

⁸⁷ Cf. António Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo?», in *Conferência Segurança Energética: Uma*

- As alterações climáticas;
- A regulamentação ambiental;
- O Protocolo de Quioto;
- O Sistema de Comércio de Emissões de CO₂;
- Os constrangimentos dos fornecedores e as potenciais disrupções;
- A instabilidade geopolítica;
- O desenvolvimento e a tentativa de uma maior utilização das energias renováveis;
- A utilização de fontes alternativas de energia.

Este modelo actual apresenta múltiplas e diversificadas consequências, nomeadamente:

- Disrupções cada vez mais frequentes nos aprovisionamentos⁸⁸;
- O sistema está sob pressão e os colapsos podem ocorrer;
- Existência de um problema de segurança de energia global em que as catástrofes naturais – por exemplo, os furacões *Katrina* e *Rita* – mudaram a percepção deste problema;
- O factor demográfico tornará o modelo actual insustentável para o futuro;
- A tendência do ciclo de preços do petróleo elevados tende a continuar a agravar-se em consequência dos receios das disrupções dos aprovisionamentos;
- Efeitos geopolíticos geram uma pressão adicional sobre o mercado;
- Aumento significativo nas emissões de CO₂.

Segundo Jan H. Keeper⁸⁹, presentemente na Europa a situação energética caracteriza-se fundamentalmente por:

Questão Central da Política Energética» (Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», IED, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07).

⁸⁸ A título ilustrativo, em termos de aprovisionamento de petróleo: NW América – EUA/Canadá (2003), Itália (2003), bacia do Ruhr (2004), Brasil (2004). A nível do fornecimento de gás natural verificaram-se as seguintes disrupções: Argélia (início dos anos 80); Indonésia (2002); transporte de gás Russo para a Europa através da Ucrânia (meados de 90) e Bielorrússia (2004).

⁸⁹ Jan Horst Keeper, «European Energy Supply Security: Facts and Policy Options», in Conferência *La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel* (Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07).

- Escassez de petróleo e recursos de gás e elevada dependência das importações (que poderá ou não vir a ser um problema);
- Crescimento rápido da procura pelo gás e pela electricidade;
- Carvão como recurso interno desvalorizado pelos impactos ambientais;
- Proximidade geográfica à Rússia, interrupções recentes no aprovisionamento;
- Líder mundial no nuclear e nas tecnologias das energias renováveis;
- Campeã global das reduções de emissões de gás com efeito de estufa;
- Incapaz de escolher entre objectivos, esperando evitar escolhas difíceis através da eficiência energética e das renováveis. O papel dos preços é pouco claro;
- Se for bem direccionado o desejo da construção de uma política energética europeia, é provável que surja a oportunidade para a integração europeia.

Neste contexto, a Europa e os seus decisores políticos deverão guiar-se pelo «triângulo mágico».

Olhando para o «triângulo mágico», é fácil compreender que os três vértices estão, sem dúvida, interligados, são interdependentes e vão implicar uma grande vontade da Europa, a vários níveis – político, económico, social, cultural – para os colocar em prática.

Vértice da Competitividade Económica – a Competitividade do Mercado Interno Europeu

Segundo António Costa e Silva⁹⁰, presentemente a energia encontra-se inscrita na matriz energética da Europa, não havendo uma política integrada e um mercado único de energia. Com efeito:

- A Europa não está a conseguir construir o Mercado Europeu Integrado de Energia;
- Assiste-se ao regresso dos proteccionismos nacionais (por exemplo, em França e em Espanha);

⁹⁰ Cf. António Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo?», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética* (Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», IED, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07).

- Verifica-se o reforço dos monopólios, o que distorce o funcionamento do mercado;
- Actualmente o domínio dos monopólios em alguns países é esmagador (a título ilustrativo os casos da E.on e Ruhr – 60% e da GDF – 70%);
- A «Europa da Energia» está prisioneira dos monopólios e a liberalização «marca passo»;
- Um mercado aberto e competitivo tornou-se numa questão de segurança energética;
- O problema é que a Europa é um anão político e falha na liderança.

Figura 6.3. «Triângulo Mágico» da Energia Europeia

Segurança de Aprovisionamento
“MOSCOVO”

- Estabilidade do Sistema de Comércio Internacional
- Segurança da procura
- Dimensão global
- Diálogo internacional
- Reservas de emergência a curto-prazo
- Capacidade de refinação e armazenagem de energia
- Aumento da procura pelo GN
- Estrutura reguladora para novos investimentos
- Diversificação



Competitividade Económica
“LISBOA”

- Mercado interno
- Liberalização
- Energia Nuclear
- “Estratégia de Lisboa”
- Interconexões (redes trans-europeias)
- Regulamentação reflectindo as realidades operacionais e implementação da actual

Objectivos Ambientais
“QUIOTO”

- Protocolo de Quioto
- Eficiência energética
- Elevada quota de Energias Renováveis
- Energias fósseis limpas
- Aumento do uso da electricidade
- Investigação e Inovação
- Comércio de Emissões

Fonte: Elaborado pela Autora com base em Keepler, «European Energy Supply Security: Facts and Policy Options», 22/5/07, e Devos, «Security for Natural Gas Supply in Europe – The European Gas Industry Facing Security of Supply», 22/5/07.

É, sem dúvida, urgente que a UE-27 ponha em funcionamento o Mercado Europeu Integrado de Energia, não apenas por questões meramente económicas, como também por representar um meio de contribuição para a segurança do aprovisionamento. Com esta meta o mercado interno energético contribuirá para⁹¹:

- Criação de um grande mercado solvente, previsível e atractivo para todos os actores;
- Estabelecimento de interconexões suficientes que permitam trocas entre todos os Estados-membros;
- Criação de grandes operadores verdadeiramente europeus agindo à escala europeia;
- Colocação em prática de uma regulamentação europeia coerente e suficientemente harmonizada;
- Gestão europeia e independente da infra-estrutura: neutra, transparente e no interesse de todos;
- Concertação aprofundada sobre os investimentos necessários e uma verdadeira implicação dos reguladores;
- Uma perspectiva real europeia de infra-estrutura e de aprovisionamento;
- Desenvolvimento de uma abordagem estratégica europeia *versus* os múltiplos acordos bilaterais: falar a «uma só voz» ou a «uma voz comum»;
- A capacidade de a União Europeia realizar um verdadeiro mercado interno de energia depende da vontade dos Estados-membros e de os grandes actores nacionais em situação de monopólio e de controlo dos seus mercados nacionais evoluírem no sentido de um mercado europeu;
- Questão das reservas estratégicas de energia;
- Mecanismos de solidariedade a pôr em prática com base bilateral ou plurilateral;
- Planos nacionais de urgência a pôr em prática e sob a perspectiva europeia (GCG).

⁹¹ Jean-Arnold Vinois, «Le Point de Vue de la Commission Européenne», in *Conférence La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel* (Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07).

Perante estes desafios, a União deverá a nível interno apostar numa gestão neutra e independente das infra-estruturas (uma separação efectiva entre a produção e a distribuição = separação patrimonial ou outra solução eficaz), criar reguladores nacionais fortes capazes de assegurar coordenação europeia efectiva, prevenir os abusos de posição dominante e aplicar sempre que necessário as regras da concorrência e no âmbito do gás avaliar a questão dos contratos a longo prazo.

Em suma, a UE deverá assumir a liderança intelectual, na defesa de uma abordagem multilateral para a abertura dos mercados energéticos.

A Segurança de Aprovisionamento

Na actualidade, a União Europeia terá inevitavelmente que ser capaz de criar um novo conceito de segurança energética, de forma a estar preparada para enfrentar os múltiplos desafios que o novo século lhe coloca. Segundo A. Costa Silva, são vários os problemas com que a Europa se debate, conforme mostra a tabela seguinte:

Tabela 6.1. Problemas da Europa

Problemas	Soluções
Dificuldades para elaborar uma POLÍTICA de Segurança Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Como se exerce hoje a soberania nacional numa ordem que é TRANSNACIONAL • Quadro institucional AMBÍGUO • Advento de políticas externas subordinadas a políticas internas
Prevalência de velhos conceitos de segurança	<ul style="list-style-type: none"> • SEGURANÇA hoje não se faz com MUROS, FORÇAS MILITARES, HEGEMONIA ou equilíbrio de PODERES • Segurança hoje assenta na TRANSPARÊNCIA, PARTILHA, abertura à circulação de informação
Ausência de VONTADE POLÍTICA e LIDERANÇA	<ul style="list-style-type: none"> • Compatibilizar interesses permanentes da UE com os países • A influência da política interna na política externa • Alargar as fronteiras económicas, culturais, políticas e diplomáticas
Ausência de um pensamento geopolítico europeu	<ul style="list-style-type: none"> • Definição de «interesses permanentes» da UE num quadro de desconstrução do ESTADO clássico e emergência de uma ORDEM TRANSNACIONAL • Europa mobiliza-se em torno de grandes IDEIAS e Grandes Projectos • Política europeia de energia é um desígnio colectivo • Revalorizar a Diplomacia, as sanções, as coligações múltiplas, a integração económica, o uso eficaz da força e da contenção

Fonte: Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo», 8/5/07.

Perante este leque de problemas, a União Europeia deverá unir-se para os ultrapassar e terá de apostar em várias frentes, entre as quais:

- Investimentos nas infra-estruturas energéticas do petróleo, gás, electricidade e carvão;
- Adopção de políticas tendentes à eficiência energética;
- Desenvolvimento de políticas energéticas limpas;
- Criação de reservas estratégicas;
- Eixo Atlântico e Mediterrânico.

Conforme se pode ver pela figura 6.4 vão ser necessários elevados **investimentos a nível mundial** para fazer face à crescente procura (US\$20 triliões até 2030). Estes investimentos visarão a expansão de capacidade e/ou substituição de infra-estruturas a abater. O peso da Europa é, sem dúvida, importante.

Nos próximos 25 anos, a Europa precisará de investir aproximadamente €900 mil milhões em novas instalações de carvão e de geração de gás queimado juntamente com turbinas de vento. Mesmo que a UE-27 consiga aumentar a eficiência energética e limitar o crescimento da procura, terá inevitavelmente que fazer um grande investimento nas infra-estruturas energéticas⁹².

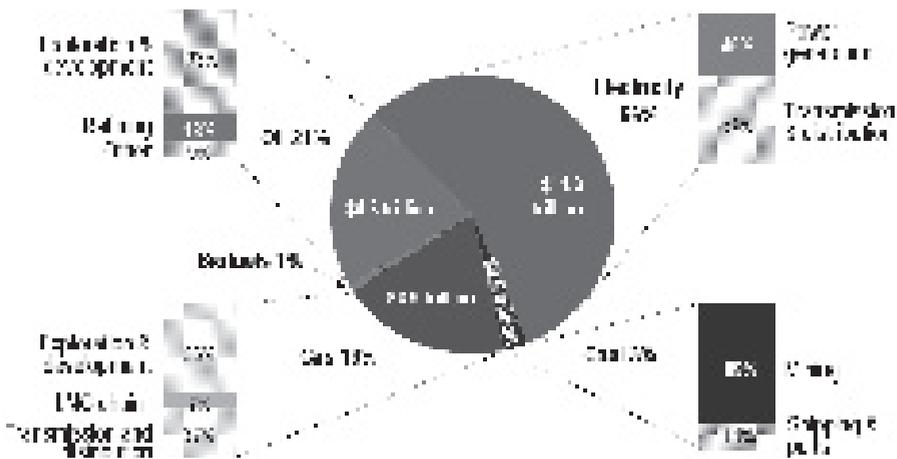
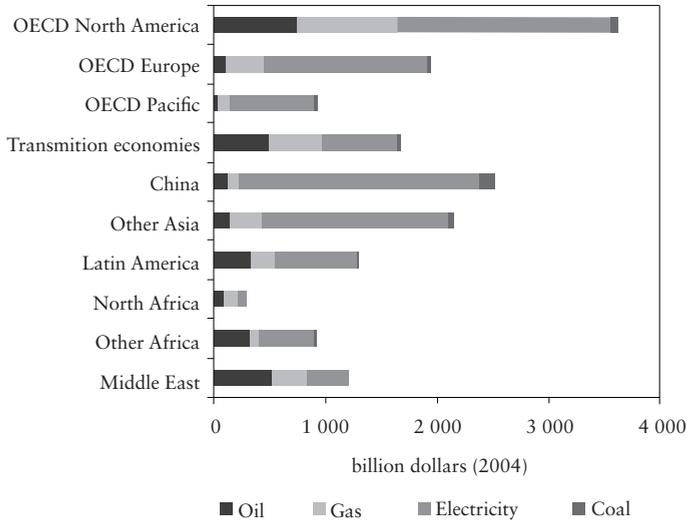
A adopção de políticas tendentes à **eficiência energética** terá um papel-chave no comportamento da procura e poderá ter efeitos práticos de curto prazo. Com efeito, a eficiência energética proporciona:

- Reduções substanciais de consumos energéticos a custos praticamente nulos;
- Benefícios na segurança energética;
- Promoção da competitividade e da modernização das economias nacionais;
- Melhores condições de vida para as populações.

Outro desafio para a Europa consiste no desenvolvimento de **políticas energéticas limpas**. É fundamental que a UE-27 seja capaz e tenha vontade de prosseguir uma política de diversificação de *portfolio* de tecnologias, apoiada no desenvolvimento e no I&D de novas tecnologias, ou seja, seguir o paradigma de renovação/mudança tecnológica, pois existem tecnologias rentáveis capazes de manter os custos mais baixos.

⁹² Cf. *Energy for a Changing World*, Comissão Europeia, *online*, disponível em http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm.

Figura 6.4. Investimentos Mundiais no Sector da Energia e nas Infra-estruturas Energéticas (2004-2030)



Fonte: Ramalhete, «Geopolítica da Energia e seus Factores Determinantes», 8/5/07.

Sem um investimento contínuo existe o perigo real da estagnação tecnológica.

Outra área importante para a segurança de aprovisionamento europeia prende-se com a questão das **reservas estratégicas**. As reservas es-

tratégicas foram criadas em 1976, tendo-se traduzido por uma excelente resposta aos embargos políticos (que desde então nunca mais se repetiram). Porém, segundo A. Costa e Silva⁹³, a política actual das reservas estratégicas apresenta três fraquezas:

- O tamanho é desadequado às ameaças actuais;
- O mecanismo para a sua utilização é confuso e pouco claro;
- Estão confinadas apenas ao petróleo.

Para responder às ameaças actuais em relação à volatilidade dos preços, à especulação, à ausência de *spare capacity* para estabilizar o mercado, aos factores geopolíticos e à mudança de política da Arábia Saudita, A. Costa e Silva propõe para o presente e para o futuro as seguintes respostas:

- Uma nova arquitectura das reservas de emergência;
- Adequação às ameaças actuais;
- Revisão do tamanho;
- Revisão do mecanismo de utilização;
- Uso mais dinâmico e agressivo para contrabalançar os efeitos de cartel;
- Defesa das economias e dos consumidores;
- Mudança de modelo energético;
- Redução da dependência;
- Integração da China/Índia na AIE;
- Plataforma única dos Consumidores.

Finalmente, a Europa deverá apostar no **Eixo Atlântico e Mediterrânico**. A Rússia e os países MENA (Médio Oriente, África do Norte) reforçarão as suas quotas de fornecedores de gás natural e petróleo, ao mesmo tempo que se assistirá a um aumento da importância geopolítica de algumas nações produtoras «chave», implicando a necessidade de acções diplomáticas e governativas urgentes.

Neste contexto, a União Europeia deverá explorar novos conceitos de *segurança energética*, como o da aliança energética do hemisfério ocidental ou a criação de um espaço transatlântico de comércio livre, conforme proposto pela chanceler alemã, Angela Merkel.

⁹³ António Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo?», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética* (Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», Instituto de Estudos para o Desenvolvimento, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07).

Tabela 6.2. Conceito de Segurança Energética

	AMEAÇAS	RESPOSTAS ESTRATÉGICAS
Século XX	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura do abastecimento nos países produtores • Repetição do embargo político de 1973 • Volatilidade dos preços no mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Criação das reservas estratégicas de emergência de petróleo (SPR) • Criação da Agência Internacional de Energia • Redução da dependência: <i>standards</i> para a indústria automóvel (CAFE/USA) • Utilização da <i>spare capacity</i> da Arábia Saudita
Século XXI	<ul style="list-style-type: none"> • Terrorismo • Desestabilização interna nos países produtores por grupos extremistas • Erosão da <i>spare capacity</i> • Dependência crescente da OPEP • Furacões como o <i>Katrina</i> e <i>Rita</i> • Paralisação da rede de produção e distribuição de energia • <i>Black-out's</i> • Volatilidade extrema dos preços • Ameaça climática • Factor demográfico • Insustentabilidade do modelo energético actual 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução da dependência da OPEP • Mudança do «modelo energético» • Aposta nas energias renováveis, nos biocombustíveis, na energia hidroelétrica, nuclear, biomassa, microgeração • Nova política para as reservas estratégicas de petróleo • Criação de reservas estratégicas de gás • Diversificação das fontes de abastecimento (eixo Mediterrânico/Atlântico/Ásia Central) • Integração da China e da Índia na Agência Internacional de Energia • Construção do Mercado Único Integrado Europeu de Energia

Fonte: Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo», 8/5/07.

Sintetizando, a segurança energética da Europa no século XXI, implicará⁹⁴:

- Diversificação tecnológica e geográfica, bem como infra-estruturas de abastecimento adequadas (*pipelines*, armazéns) para o longo prazo;

⁹⁴ Cf. Jean-Arnold Vinois, «Le Point de Vue de la Commission Européenne», in *Conferência La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel* (Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07); António Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo?», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética* (Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», IED, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07); Jan Horst Keepler, «European Energy Supply Security: Facts and Policy Options», in *Conferência La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel* (Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07).

- Assegurar o abastecimento de petróleo e gás de forma estável e a preços competitivos;
- Diversificar as fontes de abastecimento;
- Integração de produtores e consumidores num tratado de comércio livre;
- Dialogar com os fornecedores (Rússia, Noruega, Argélia, GCC, etc.) para criar um quadro de confiança mútuo;
- Integração da China e da Índia na AIE;
- Melhorar as condições para o investimento privado nos países de aprovisionamento;
- Encontrar consenso com os EUA, Arábia Saudita e China;
- Manter-se envolvida no processo do Tratado da Carta sobre Energia, mas alterar a ênfase do Protocolo de Trânsito para a Protecção do Investimento;
- Fornecer aos actores europeus infra-estrutura legal, técnica e informativa para participar totalmente no mercado energético global;
- Promover «campeões europeus» capazes de competir nos mercados mundiais;
- Reforçar a protecção do investimento nos mercados de recuperação e produção de petróleo e de gás natural;
- Promoção de instrumentos internacionais reforçando a transparência para o transporte e os investimentos: Carta de Energia, OMC, Comunidade de Energia;
- Construir credibilidade dos tribunais internacionais como o Tribunal Permanente de Arbitragem (Genebra), Tribunal Internacional de Arbitragem (Londres);
- Resolver o problema de credibilidade da União que nos seus diálogos vê os acordos bilaterais concluídos sem concertação europeia: vantagem clara para os fornecedores («dividir para reinar»);
- Construir um escudo de protecção do sistema energético com uma nova forma de *spare capacity*;
- Nova política de gestão de *stocks* das reservas de emergência (petróleo e gás);
- Falar a «uma só voz» não se fará sem o mercado interno funcionar correctamente;
- Globalizar o sistema energético;

- Mudança do modelo energético actual;
- Aprofundar o Protocolo de Quioto para a redução das emissões de CO₂ e a procura por hidrocarbonetos intensivos em carvão;
- Novo quadro mental: «the unexpected happens».

Objectivos Ambientais – um Sistema de Energia Sustentável

O terceiro vértice do «triângulo mágico» é o relacionado com as questões ambientais e a sustentabilidade.

São três os factores-chave que estão na raiz das alterações climáticas:

1. Crescimento contínuo da população (hoje existem seis mil milhões de pessoas, em 2030 estima-se uma população de nove mil milhões)
2. A nível da biodiversidade, 50% das espécies actuais desaparecerão;
3. A ameaça climática. Com efeito, antes da Revolução Industrial a concentração de CO₂ era de 280 ppm, actualmente é de 400 ppm e, segundo as projecções, no fim do século XXI será de 560 ppm. Consequentemente, haverá um possível aumento da temperatura na ordem dos 3°C a 4°C e, inevitavelmente, a instabilidade para a vida na Terra também aumentará.

O desafio da UE-27 neste vértice será o de conseguir actuar a vários níveis, nomeadamente⁹⁵:

- Necessidade de descarbonizar as economias através da elaboração de novos planos de acção;
- A redução de emissões para ter êxito terá de estar ligada a mecanismos de mercado;
- Indispensabilidade de actuar a nível dos maiores centros poluidores: centrais térmicas, centrais eléctricas e sistema de transporte;
- UE e o Esquema de Comércio de Emissões (ETS), lançado como um instrumento baseado no mercado para ajudar a alcançar as metas de Quioto, acompanhado por políticas intervencionistas;

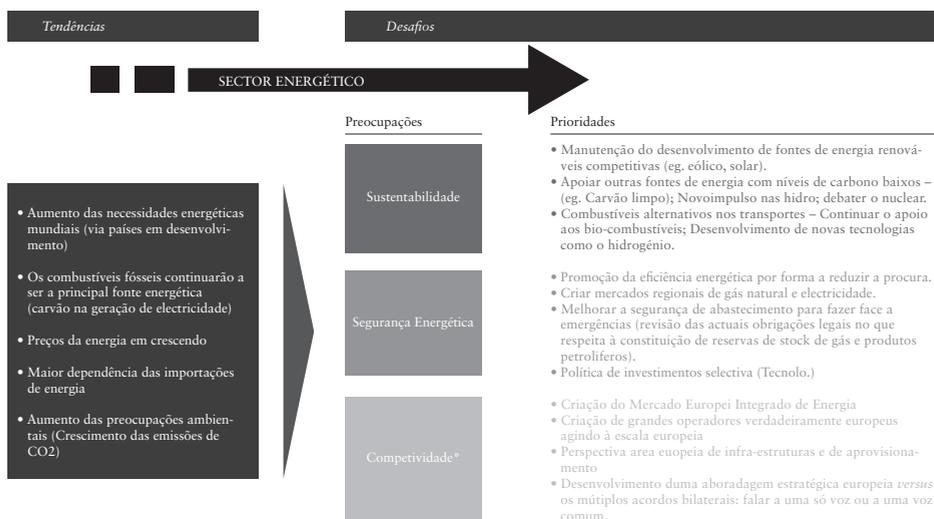
⁹⁵ Cf. Dieter Helm, «Climate Change: The Challenges Ahead», BBVA Global Energy Lecture, 11/6/07(a), *online*, disponível em http://www.dieterhelm.co.uk/presentations/061107_BBVA_lecture.pdf; António Costa e Silva, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo?», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética* (Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», IED, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07).

- Mobilização dos cidadãos, tendo em conta que a economia é global e o governo é local, o problema de governação global do planeta e a necessidade de reestruturar o funcionamento da Economia.

Em suma, a questão climática é hoje um problema de segurança e de sobrevivência.

Para terminar este ponto, a tabela 6.3 sintetiza os desafios que julgamos mais relevantes no sector energético.

Tabela 6.3. Tendências e Desafios no Sector da Energia



* Acrescentado pela autora.

Fonte: Ramalhete, «Geopolítica da Energia e seus Factores Determinantes», 8/5/07.

6.3. As Relações do Magrebe com a União Europeia – uma Aproximação Gradual

6.3.1. Os Três Eixos de Actuação

Desde a década de 90, o diálogo estabelecido entre a União Europeia e os países do Sul do Mediterrâneo tem sido uma das vertentes mais significativas no âmbito do relacionamento externo da primeira.

Actualmente, as relações da União Europeia com os países do Magrebe desenvolvem-se em torno de três eixos, designadamente:

- Declaração de Barcelona e Parceria Euro-mediterrânica;

- Política Europeia de Boa Vizinhança (PEBV);
- Parceria Estratégica para o Mediterrâneo e o Médio Oriente.

Declaração de Barcelona e Parceria Euro-mediterrânica

A Declaração de Barcelona foi assinada na Conferência de Barcelona, que teve lugar a 27 e 28 de Novembro de 1995, reunindo os 15 ministros dos Negócios Estrangeiros dos Estados-membros da União Europeia e dos 12 países terceiros mediterrânicos (PTM) seguintes: Argélia, Chipre, Egito, Israel, Jordânia, Líbano, Malta, Marrocos, Síria, Tunísia, Turquia e Autoridade Palestiniana. Foram convidadas a assistir a esta a Conferência a Liga dos Estados Árabes (LEA)⁹⁶ e a União do Magrebe Árabe (UMA), bem como a Mauritânia (na sua qualidade de membro da UMA).

A Declaração visa estabelecer uma parceria global euro-mediterrânica, a fim de tornar o Mediterrâneo um espaço comum de paz, estabilidade e prosperidade, através do reforço do diálogo político e de segurança, de uma parceria económica e financeira e de uma parceria social, cultural e humana, a estabelecer em 2010.

Esta nova parceria global euro-mediterrânica, proposta na Conferência de Barcelona, assenta em dois planos distintos mas complementares: um plano *bilateral*, constituído pelos acordos bilaterais, entretanto já realizados ou em negociação; e um plano *multilateral*, com o estabelecimento de um quadro de diálogo regular e relações duradouras. Esta parceria articula-se em torno de três componentes essenciais, nomeadamente:

- **Componente política e de segurança**, cujo objectivo é a definição de um espaço comum de paz e de estabilidade.
- **Componente económica e financeira**, que deve permitir a construção de uma zona de prosperidade partilhada.
- **Componente social, cultural e humana**, que visa desenvolver os recursos humanos, favorecer a compreensão entre as culturas e os intercâmbios entre as sociedades civis.

Após os alargamentos da União Europeia, a 1 de Maio de 2004 e a 1 de Janeiro de 2007, o Processo de Barcelona, que tinha uma composi-

⁹⁶ A LEA, mais conhecida por Liga Árabe, foi instituída em 1945 com o objectivo de estreitar a cooperação aos níveis económico, financeiro e comercial entre os seus Estados-membros.

ção de 15 (UE)+12 (PM), passou para 25 (UE)+10 (PM) (já que Chipre e Malta passaram do estatuto de PTM para Estados-membros da UE de pleno direito) e para 27 (UE)+10 (PM), respectivamente.

Desde a Conferência de Barcelona de 1995, realizaram-se sete Conferências Euro-mediterrânicas dos ministros dos Negócios Estrangeiros, nomeadamente: em Malta (Abril de 1997), em Estugarda (Abril de 1999), em Marselha (Novembro de 2000), em Bruxelas (Novembro de 2001), em Valência (Abril de 2002), em Nápoles (Dezembro de 2003) e no Luxemburgo (Maio de 2005). Além disso, realizam-se reuniões informais intercalares dos ministros dos Negócios Estrangeiros (a última teve lugar em Tampere, a 27 e 28 de Novembro de 2006).

Em 1999, durante a Conferência de Estugarda, a Líbia foi, pela primeira vez, acolhida na qualidade de convidada especial da presidência, tendo também assistido às Conferências de Marselha, de Bruxelas e de Valência. Actualmente possui o estatuto de membro observador.

Com o 11 de Setembro de 2001, alguns responsáveis europeus tomaram a consciência dos riscos da «fractura cultural» entre as duas margens do Mediterrâneo. A partir de 2002, a Comissão Europeia sublinhou que na primeira metade do século XXI, a Europa deverá fixar como grande objectivo evitar que a região do Mediterrâneo se transforme numa nova linha de fractura.

A quinta Conferência Euro-Mediterrânica dos Ministros dos Negócios Estrangeiros, realizada em 22 e 23 de Abril de 2002, em Valência, foi considerada muito frutuosa e deu um novo impulso ao Processo de Barcelona. Os participantes aprovaram, por unanimidade, um plano de acção a executar no imediato. O plano compreende várias iniciativas a curto e a médio prazo, que visam reforçar as três componentes do processo Barcelona, a saber:

- No que respeita aos aspectos políticos e de segurança do plano de acção, a Conferência aprovou linhas directrizes para o diálogo político e para a cooperação na luta contra o terrorismo.
- No âmbito da parceria económica e financeira, a Conferência sublinhou que quatro países implicados no Processo de Agadir⁹⁷ se

⁹⁷ O Processo de Agadir tem por finalidade a criação de uma zona de comércio livre entre Marrocos, a Tunísia, o Egipto e a Jordânia. Assim, em 2004, os quatro países

prontificaram a assinar um acordo de comércio livre, em vigor no início de 2003.

- Em relação à parceria social, cultural e humana, a Conferência aprovou o Documento-Quadro sobre a «Cooperação no Domínio da Justiça, da Luta Contra a Droga, o Crime Organizado e o Terrorismo, bem como a Cooperação no Tratamento de Questões relativas à Inserção Social dos Migrantes, às Migrações e à Circulação de Pessoas».

A sétima Conferência Euro-mediterrânica dos Ministros dos Negócios Estrangeiros, realizada no Luxemburgo a 30 e 31 de Maio de 2005 («Barcelona VII»), permitiu avaliar os resultados obtidos e discutir as orientações gerais para o futuro da parceria euro-mediterrânica. A Conferência preparou, deste modo, a reunião extraordinária de alto nível que se realizou em Barcelona, de 27 a 29 de Novembro de 2005, para celebrar o 10.º aniversário da parceria e definir algumas acções futuras. Estes dois acontecimentos constituíram os pontos culminantes de 2005, designado como o «Ano Mediterrânico».

No âmbito da avaliação dos resultados de 10 anos de parceria, o PE pronunciou-se da seguinte forma:

«[...] verifica-se, por um lado, muitos progressos e, por outro, ainda um longo caminho a percorrer para concretizar plenamente o potencial da Declaração de Barcelona. Considera-se que as relações bilaterais prevaleceram em relação ao quadro multilateral devido também à fraqueza dos países parceiros e a dificuldade em desenvolver e reforçar as relações Sul-Sul. [...]

Pela sua própria natureza, o Processo de Barcelona constitui um projecto político único, que combina níveis de diálogo político, económico e social bilaterais e regionais com oportunidades de interacção, de aproximação e de estabelecimento de relações de confiança entre povos. Por conseguinte, a filosofia subjacente ao

assinaram um acordo de comércio livre, o qual entrou em vigor a 27 de Março de 2007. O Líbano está actualmente em negociações para se tornar parte neste processo. O Acordo de Agadir é também visto como mais um passo em direcção à formação de uma grande zona de comércio livre árabe e como um processo de integração económica «sul-sul».

projecto constitui, por si só, uma aquisição que deve ser preservada e cujas potencialidades políticas devem ser mais profundamente exploradas e orientadas em função dos resultados pretendidos. Em termos de diálogo político regional, um dos principais êxitos da PEM reside no facto de proporcionar aos parceiros mediterrânicos diversos fóruns interligados, regulares e coerentes de diálogo político, a nível ministerial, parlamentar e empresarial, bem como a nível da sociedade civil, especialmente entre os intervenientes no processo de paz no Médio Oriente. Embora se tenham registado progressos, principalmente no que respeita ao reconhecimento da Autoridade Palestiniana como parceiro igual, o Processo de Barcelona não teve um impacto positivo decisivo na resolução de qualquer dos principais conflitos duradouros da região (israelo-árabe, Sara Ocidental, Chipre), pelo contrário, a persistência de tais conflitos teve efeitos negativos para o Processo, nem conseguiu convencer todos os países parceiros a empenharem-se num diálogo efectivo. [...]

No que diz respeito aos Direitos Humanos e Democracia, todavia, os resultados dependem, essencialmente, de uma vontade genuína de reforma por parte dos países e das sociedades. Até agora, foram poucos os países que levaram a cabo reformas das estruturas políticas e administrativas, tendo a convergência democrática ficado aquém das expectativas. Embora se tenham registado alguns progressos em matéria de respeito dos direitos humanos, é ainda longo o caminho a percorrer. Apesar de, globalmente, a liberdade de imprensa tender a melhorar, o enquadramento jurídico e regulamentar para a prática de actividades pela sociedade civil não registou, em termos gerais, quaisquer progressos. Além disso, após o 11 de Setembro, a luta contra o terrorismo impôs alguns obstáculos e restrições às liberdades civis, o que torna o acompanhamento institucional regular e concertado ainda mais necessário.»⁹⁸

⁹⁸ Parlamento Europeu, *Relatório sobre a Reapreciação do Processo de Barcelona* (Documento de Sessão, FINAL A6-0280/2005, Comissão dos Assuntos Externos, 30/9/05), pp. 8, 17-19.

Com efeito, os objectivos ambiciosos do Processo de Barcelona depararam-se com alguns problemas nos seus três principais domínios de actividade – segurança, economia e cultura, nomeadamente:

- **Segurança e transformação política** – A tentativa da utilização de uma parceria multilateral para alterar as actuais estruturas políticas autoritárias do Sul do Mediterrâneo e o apoio a uma cooperação securitária revelou-se extremamente difícil em virtude:

Os dirigentes autoritários do Sul do Mediterrâneo obviamente têm pouco interesse em desencadear reformas políticas estruturais ou em atribuírem mais liberdades civis que poderão ameaçar os seus poderes;

Os actores da sociedade civil pró-ocidental dos países árabes, e com os quais a União Europeia tem cooperado no Processo de Barcelona, têm uma importância marginal e ao mesmo tempo não se verifica um consenso dentro da União na cooperação com os islamitas pró-reformas que estão bastante comprometidos com as suas sociedades e cujos objectivos de boa governação e transparência legal coincidem, em grande medida, com os da União Europeia; As dificuldades no âmbito do processo de paz no Médio Oriente refrearam o processo e limitaram as possibilidades de desenvolvimento da cooperação. Com efeito, o conflito israelo-árabe paralisou a cooperação securitária a nível de toda a região Sul do Mediterrâneo;

O processo de negociação e de ratificação dos Acordos de Associação com os países do Mediterrâneo foi mais lento do que o previsto; O espírito de parceria nem sempre conduziu aos resultados esperados, sobretudo em matéria de direitos humanos.

- **Objectivos Económicos** – Foram bastante modestos, devido em parte à falta de reformas adequadas nos sectores financeiro e bancário, bem como nas estruturas legais. Com efeito:

Determinados parceiros hesitam em aplicar a política económica de transição prevista;

O volume de trocas comerciais «Sul-Sul» permanece muito fraco e o nível de investimentos em determinados países permanece aquém das perspectivas previstas (inadaptação jurídica e técnica, falta de transparência da actividade comercial);

O conflito do Sara Ocidental impede uma maior integração económica Sul-Sul;

A execução do programa MEDA foi refreada por problemas relacionados com procedimentos.

- **Área Cultural** – A cooperação não inspirou as dinâmicas esperadas: Tratou-se de uma cooperação muito orientada para as elites; O ambiente repressivo em relação a um maior envolvimento da sociedade civil nos países parceiros do Mediterrâneo sofreu poucas alterações.

No Conselho Europeu de Dezembro de 2005, apontou-se o processo de Barcelona como um processo dinâmico:

«O Conselho Europeu recorda que o Processo de Barcelona, reforçado através da Política Europeia de Vizinhança, proporciona o quadro central para as relações com os países mediterrânicos. O Conselho Europeu congratula-se com os progressos realizados na implementação dos Planos de Acção da Política Europeia de Vizinhança concluídos com Israel, Jordânia, Marrocos, Autoridade Palestiniana e Tunísia; toma nota do início das negociações com o Egipto e das consultas preliminares com o Líbano; e convida a Comissão a elaborar um relatório nacional sobre a Argélia, tendo em vista negociar um plano de acção.

O Conselho Europeu congratula-se com o 10.º aniversário da Cimeira Euro-Mediterrânica realizada em Barcelona em 27 e 28 de Novembro, que adoptou um programa de trabalho quinquenal acordado conjuntamente e um Código de Conduta de Luta contra o Terrorismo.»⁹⁹

A Estratégia Comum da União Europeia para o Mediterrâneo, que derivou da associação euro-mediterrânica (Processo de Barcelona), tinha por objectivo a cooperação entre a UE, a região mediterrânica e a Líbia num

⁹⁹ Conselho Europeu de Bruxelas, «Conclusões do Conselho Europeu de Bruxelas», Presidência Holandesa (Bruxelas: Conselho Europeu de Bruxelas, 15-16/12/05, *online*, disponível em http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/pt/ec/87655.pdf), pp. 23-24.

amplo leque de sectores, como por exemplo, a segurança, a democracia, a justiça e a economia. O seu objectivo foi fomentar a paz, a estabilidade e a prosperidade na região. Apesar de inicialmente o seu período de aplicação ser de quatro anos (até 2004), foi ampliado até Janeiro de 2006. O seu âmbito de aplicação abarcou o capítulo político e de segurança; democracia, direitos humanos e Estado de Direito; e o capítulo económico e financeiro.

Relembrando que o Processo de Barcelona visa promover as relações entre a União e os países e os territórios da bacia mediterrânica, este processo multilateral é apoiado por uma rede de relações bilaterais entre cada país parceiro mediterrânico e a União, sob a forma de **Acordos de Associação**.

Entre 1998 e 2005, a União Europeia concluiu sete acordos euro-mediterrânicos de associação com a República Árabe do Egipto, o Estado de Israel, o Reino Hachemita da Jordânia, o Reino de Marrocos, a República da Tunísia, a República Argélia Democrática e Popular e a República do Líbano. Em relação à República Árabe da Síria, esta encontra-se em negociações com a União Europeia. Estes acordos fornecem um quadro adequado para o diálogo político Norte-Sul. Servem igualmente de base para a liberalização progressiva do comércio no espaço mediterrânico (no prazo de 12 anos), tendo como meta o estabelecimento de uma zona de comércio livre euro-mediterrânica em 2012 (cobrindo o Médio Oriente). Por último, fixam as condições de cooperação nos domínios económico, social e cultural entre a União Europeia e cada um dos países parceiros. O respeito pelos princípios democráticos e pelos direitos fundamentais constitui um elemento essencial dos acordos de associação.

Neste enquadramento, a União estabeleceu acordos de associação com os três países em estudo, conforme se pode verificar na caixa seguinte.

Caixa 6.1. Acordos de Associação Euro-mediterrânicos UE-Países do Magrebe

UE – Marrocos

O Acordo de Associação Euro-mediterrânico entrou em vigor a 1 de Março de 2000¹⁰⁰ e veio substituir o Acordo de Cooperação de 1976.

Este acordo refere a necessidade de um diálogo político regular, tanto a nível ministerial, como a nível parlamentar. Coloca uma ênfase particu-

¹⁰⁰ Decisão n.º 2000/204/CE, de 24 de Janeiro, JOCE n.º L70, de 18/3/00.

lar na defesa da paz, segurança e cooperação regional, e na necessidade de contribuir para a estabilidade e prosperidade da região. Este acordo inclui ainda disposições referentes à liberdade de estabelecimento, liberalização de serviços, liberdade de circulação de capitais, regras de concorrência e o reforço das relações económicas, sociais e culturais.

Uma outra área especialmente importante nas relações UE-Marrocos é a questão da migração e assuntos sociais. A União Europeia e Marrocos têm prestado uma atenção particular ao aumento de fluxos de imigrantes vindos de Marrocos.

Durante o terceiro Conselho de Associação em 2003, a UE e Marrocos decidiram intensificar a cooperação bilateral no quadro do Acordo de Associação através do estabelecimento de seis subcomités estratégicos nas seguintes áreas: mercado interno, indústria, comércio e serviços, energia e ambiente, investigação e inovação, agricultura e pescas, e justiça e segurança.

Em suma, as metas traçadas pelo acordo vigente são bastante ambiciosas, em todos os domínios, estando, designadamente, prevista uma liberalização comercial recíproca, através do estabelecimento faseado de uma zona de comércio livre.

UE – Argélia

O Acordo de Associação foi assinado a 22 de Abril de 2002 e entrou em vigor em Março de 2005¹⁰¹, sucedendo ao Acordo de Cooperação de 1978 e aos Protocolos Financeiros subsequentes. O objectivo principal é o de reforçar as relações existentes entre a União Europeia e a Argélia, fomentando relações norteadas pela reciprocidade e parceria. Os principais elementos do acordo são: um diálogo político regular, uma cooperação financeira substancialmente reforçada, o estabelecimento progressivo de uma zona de comércio livre, bem como uma cooperação económica e social alargada a uma vasta gama de sectores.

UE – Tunísia

Foi um dos primeiros países a assinar um Acordo de Associação em Julho de 1995¹⁰², o qual entrou em vigor a 1 de Março de 1998.

¹⁰¹ Decisão n.º 2005/690/CE, de 18 de Julho, JOCE n.º L265, de 10/10/05.

¹⁰² Decisão n.º 98/238/CE, CECA, de 26 de Janeiro, JOCE n.º L97, de 30/3/98.

Segundo este acordo, a União Europeia e a Tunísia comprometem-se a criar uma zona de comércio livre até 2010. Este Acordo também prevê um maior diálogo político e uma maior cooperação económica, social, cultural e financeira.

Política Europeia de Boa Vizinhança (PEBV)

Em Março de 2003 a Comissão Europeia apresentou uma comunicação intitulada: «Europa Alargada e os Países Vizinhos: Um Novo Enquadramento para as Relações com os Nossos Vizinhos de Leste e do Sul»¹⁰³. Começou assim a nova estratégia para os 14 países vizinhos da União Europeia a 25. Dos 14 países, quatro são europeus – Rússia, Ucrânia, Bielorrússia e Moldávia; e 10 são do Sul do Mediterrâneo – Argélia, Egipto, Israel, Jordânia, Líbano, Marrocos, Síria, Tunísia, Autoridade Palestiniana e Líbia.

A PEBV engloba os países com fronteiras terrestres ou marítimas com os países da União. Nessa lógica, a partir de 2004, mais três países do Cáucaso do Sul – Arménia, Azerbaijão e Geórgia – passaram também a fazer parte desta política (por fazerem fronteira com os países candidatos à União (Bulgária e Roménia; e Turquia).

Por conseguinte, a Nova Política de Vizinhança faz parte da estratégia europeia em desenvolver as suas relações com os países vizinhos que não têm vocação, geográfica ou por qualquer outra componente, para integrar a União Europeia.

Esta nova abordagem visa uma aproximação política e administrativa com os países vizinhos da UE, nomeadamente com os países que já fazem parte da PEM, e com os países que, em virtude dos dois últimos alargamentos, fazem hoje fronteira com a União.

O objectivo desta nova estratégia passa pela aproximação multi-sectorial entre ambos os lados – União e países vizinhos –, permitindo uma continuada integração política, económica e social, e até de defesa, com estes países. Com esta política, a União Europeia poderá oferecer um

¹⁰³ Comissão Europeia, «Wider Europe – Neighbourhood: A new Framework for Relations with our Western and Southern Neighbours», Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu [COM(2003) 104 final], Bruxelas, 11/3/2003.

maior e mais intenso diálogo político, um maior acesso aos programas e políticas europeias, a inclusão no mercado comum, e ainda uma cooperação reforçada no âmbito da justiça e assuntos internos.

Desta forma, foram propostas abordagens individualizadas e em parceria, ou seja, definir juntamente com os países parceiros **Planos de Acção** tendo em vista aproximar, tanto quanto possível, estes países da União Europeia. Estes documentos serão elaborados em conjunto e à medida das necessidades identificadas. Apesar de incorporar o mesmo espírito, horizontes e objectivos comuns entre todos eles (respeito pelos direitos básicos da democracia e dos direitos humanos, do Estado de Direito, da boa governação, dos princípios da economia de mercado e do desenvolvimento sustentável), serão diferenciados entre cada parceiro, de forma a reflectir o estado actual do relacionamento com cada país.

Estes planos de acção são executados no âmbito da Nova Política de Vizinhança da União e estão a ser negociados a nível do Grupo Maxerreqe/Magrebe. Têm como base os novos acordos de associação, acima referidos, pois até 2006 não foram disponibilizados novos recursos.

Em relação aos progressos da implementação dos planos de acção dos três países em estudo, o Plano de Acção UE-Marrocos foi finalizado em Julho de 2005; o da Tunísia foi aprovado pelo Conselho Europeu de 13-14 Dezembro de 2004; e o da Argélia é provável que seja aprovado até ao fim de 2007.

Finalmente, a partir de 2007, a cooperação financeira com os países vizinhos da União Europeia passou a realizar-se através do **Instrumento Financeiro de Vizinhança e Parceria**, que no caso da Parceria Euro-mediterrânica substitui o programa MEDA.

Parceria Estratégica com o Mediterrâneo e o Médio Oriente

No Conselho Europeu de Bruxelas de 17-18 de Junho de 2004 foi aprovado o Relatório da Presidência, do secretário-geral/alto-representante para a PESC e da Comissão sobre a Parceria Estratégica da União Europeia com a região do Mediterrâneo e do Médio Oriente, que visa constituir uma base sólida para as políticas da União em relação aos países em causa, mediante a fixação de princípios e objectivos gerais.

O objectivo desta parceria estratégica é o de promover o desenvolvimento de uma zona comum de paz, de prosperidade e de progresso no

Mediterrâneo e no Médio Oriente. Define uma agenda política concreta, nos termos da qual, mediante a parceria e o diálogo, e sem deixar de reconhecer as diversidades, a União Europeia procurará:

- Promover reformas políticas, a boa governação, a democracia e os direitos humanos;
- Estimular a cooperação comercial e económica, a liberalização económica e os contactos interpessoais;
- Promover a prevenção e a resolução de conflitos no Mediterrâneo e no Médio Oriente, bem como medidas para combater o terrorismo, a proliferação de armas de destruição maciça e a imigração ilegal.

Apesar da União Europeia defender que só será possível construir plenamente uma zona comum de paz, prosperidade e progresso quando se encontrar uma solução duradoura para o conflito israelo-árabe, a obtenção de progressos na resolução deste conflito não deve ser uma condição prévia para que se enfrentem os urgentes desafios de reforma com que se encontram confrontados os parceiros do Mediterrâneo e do Médio Oriente.

O empenhamento destes países na reforma foi expresso tanto nas consultas com a União como em declarações públicas, em especial na Declaração de Tunes, apresentada na Cimeira da Liga Árabe de 22 e 23 de Maio de 2004, e nas declarações anteriores de Alexandria e Sana'a.

Neste contexto, a União Europeia procurará atingir estes objectivos com os seus parceiros principalmente através das estruturas e acordos existentes (ou seja, aproveitará todo um processo já desenvolvido com estes países). A Parceria Euro-mediterrânica e a PEVB continuarão a constituir a pedra angular do quadro da União para as relações com os países do Mediterrâneo. A União Europeia reforçará também as relações com os membros do Conselho de Cooperação do Golfo e com outros países do Médio Oriente, e assegurará que os programas de assistência regionais e bilaterais, ao abrigo destes instrumentos e enquadramentos, reflectam os objectivos acima indicados e contribuam para a sua consecução.

Neste âmbito, a União Europeia disponibilizou-se para trabalhar com os Estados Unidos e com outros parceiros na cooperação com os países em causa.

Finalmente, resta mencionar a proposta feita a 6 de Maio de 2007, pelo presidente francês, Nicolas Sarkozy, e adoptada na Cimeira de Paris, a 13 de Julho de 2008, para a formação da **União para o Mediterrâneo**.

A União para o Mediterrâneo sucede institucionalmente ao Processo de Barcelona, iniciado pela União Europeia com os países ribeirinhos do mar Mediterrâneo em 1995, sob a iniciativa do então presidente francês Jacques Chirac.

A nova instituição é uma organização internacional intergovernamental de vocação regional, com base num programa de colaboração e desenvolvimento de relações internacionais, cujos fundamentos e objectivos se encontram na Declaração Comum da Cimeira de Paris para o Mediterrâneo, subscrita por chefes de Estado e de governo de 43 países, representando mais de 756 milhões de cidadãos, com uma superfície de 29 757 900 km².

Com efeito, a **União para o Mediterrâneo** englobará 43 países que circundam o mar Mediterrâneo e o conjunto dos Estados-membros da União Europeia, nomeadamente:

- Do lado da União – Espanha, França, Itália e Portugal (os quais detêm 65% dos seus investimentos externos no Norte de África); Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, República Checa, Chipre, Dinamarca Eslovénia, Eslováquia, Estónia, Finlândia, Grécia, Holanda, Húngria, Irlanda, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Polónia, Reino Unido, Roménia e Suécia.
- Do Norte de África – Argélia, Egipto, Líbia, Marrocos, Mauritânia e Tunísia.
- Médio Oriente – Israel, Jordânia, Líbano e Síria;
- Outros – Albânia, Bósnia-Herzegovina, Croácia, Mónaco, Montenegro, Turquia, Autoridade Palestiniana.

Inicialmente, esta iniciativa surgiu como uma alternativa à adesão da Turquia. Todavia, a constituição da União Mediterrânica foi vista como necessária independentemente do facto de a Turquia aderir ou não à União Europeia, pois tornou-se evidente a necessidade de revisar uma estrutura de cooperação que não estava a evoluir no sentido desejado: persistência de autoritarismo dos regimes e falta de concorrência das economias do Sul do Mediterrâneo, dificuldade em comprometer estes países numa cooperação securitária multilateral, aumento de riscos de terrorismo e aumento da pressão migratória.

Nicolas Sarkozy vê nesta iniciativa, inspirada no mercado comum europeu, uma forma de promover a paz entre Israel e os seus vizinhos árabes, tanto mais que Israel respondeu positivamente à ideia.

A União do Mediterrâneo será bastante benéfica para a região, porque trará o eixo de gravidade da Europa para o Sul e dinamizará um mercado amplo. Dadas as dificuldades encontradas no Processo de Barcelona, esta União deverá seguir o exemplo da construção europeia, ou seja, avançar por etapas.

Esta iniciativa contou com o apoio do Egipto, Espanha, Grécia, Itália, Israel, Jordânia, Marrocos, Mauritânia, Portugal e Tunísia. Posição inversa foi a manifestada pela Turquia enquanto alternativa à entrada na União Europeia. Alguns países da Europa do Norte vêem nesta iniciativa francesa um estratagema para reforçar o seu papel de liderança no continente, no mesmo momento em que o centro de gravidade da União Europeia se direccionou para leste.

Entretanto, em termos de «formato», a União do Mediterrâneo já começou a tomar forma. A França deseja ancorar a cooperação regional em torno de cinco instituições bastante simbólicas:

- Um Banco de Investimento do Mediterrâneo, seguindo o modelo do Banco Europeu de Investimento (BEI), para ajudar as economias em desenvolvimento no Leste e Sul da região.
- Uma Agência de Energia Nuclear, para a qual Nicolas Sarkozy já ofereceu *expertise* francesa.
- Uma Universidade do Mediterrâneo com programas de intercâmbio inspirados no Erasmus para potenciar os intercâmbios culturais.
- Uma Agência para o Meio Ambiente para monitorizar a qualidade da água e dos recursos naturais.
- A criação de um espaço audiovisual.

Os membros da União formarão um conselho sob uma co-presidência rotativa (que caberá a Nicolas Sarkozy e a Hosni Mubarak) similar ao esquema seguido na União Europeia, procurando soluções para problemas como o da energia, segurança, terrorismo, imigração, comércio e ambiente. Com efeito, foi decidido dar prioridade a «seis projectos regionais», em áreas consideradas «chave»: a despoluição do Mediterrâneo; a criação de auto-estradas marítimas e terrestres para melhorar as transacções comerciais entre as duas margens; o reforço da protecção civil para reduzir riscos associados a catástrofes naturais; a criação de uma universidade euromediterrânica; uma iniciativa de apoio às pequenas e

médias empresas; e um plano para o aproveitamento da energia solar, um recurso abundante na região.

Espera-se que o núcleo institucional esteja estabelecido no final da presidência francesa, no segundo semestre de 2008.

Para terminar há que mencionar que o Processo de Barcelona é apenas uma de uma série de iniciativas e projectos que ligam os Estados-membros da União Europeia aos países do Sul do Mediterrâneo. Dentre estas:

- Iniciativa 5+5 – Trata-se de uma cooperação que envolve os cinco países do Grande Magrebe com cinco países do Sul da Europa (França, Itália, Malta, Portugal e Espanha) na defesa civil e na vigilância marítima;
- Diálogo do Mediterrâneo da OTAN – Envolvendo a Mauritânia, Marrocos, Argélia, Tunísia, Egipto, Israel e Jordânia;
- Grupo de Contacto do Mediterrâneo da OSCE – Mediante o qual a Argélia, Egipto, Israel, Jordânia, Marrocos e Tunísia participam, como observadores, nas actividades da OSCE e promovem trocas em questões de segurança, ecológicas, etc.;
- Fórum do Mediterrâneo – Inclui 11 dos Estados mediterrânicos vizinhos dos países da União e foi concebido como um fórum informal e complementar ao Processo de Barcelona para troca de ideias.

6.3.2. As Relações da União Europeia com o Magrebe do Ponto de Vista Energético

Ao longo dos anos, a União Europeia tem-se comprometido activamente com os países do Magrebe. Nesse sentido desenvolveu o Processo de Barcelona e a PEM, a PEBV, mais recentemente a Parceria Estratégica para o Mediterrâneo e o Médio Oriente, e já está a trabalhar para a construção da União para o Mediterrâneo.

Em relação ao sector da energia, desde o início do Processo de Barcelona a União iniciou um diálogo com a finalidade de promover uma integração regional na área da energia, aumentar a segurança energética, a diversificação de fontes e rotas de aprovisionamento, e assegurar a sustentabilidade do ambiente do sector energético na região do Mediterrâneo.

Os principais instrumentos de cooperação energética da União com a região em estudo são os seguintes: Conferências Ministeriais de Energia Euro-Med (tendo-se já realizado três desde 1997) e o Fórum de Energia

Euro-Med (que reúne ao nível de directores gerais). Paralelamente, têm lugar diálogos e iniciativas de cooperação sub-regionais na área da energia (englobando não apenas os países do Grande Magrebe, como também do Maxerreque, Israel e Palestina) com a finalidade da criação de um mercado integrado de energia euro-mediterrânico.

No âmbito do Fórum Euro-mediterrânico da Energia estabeleceu-se um acordo de cooperação e um plano de acção que abarcou o período entre 1998-2002. No Fórum de Granada, em 2000, deu-se um passo importante neste processo de cooperação, tendo-se estabelecido prioridades nas seguintes áreas:

- Reformar a área legislativa e regulamentar e reestruturar a indústria energética;
- Integrar os mercados mediterrânicos e desenvolver as interconexões;
- Desenvolvimento sustentável e utilização de energias renováveis.

No quadro das Conferências Ministeriais de Energia Euro-Med, há que destacar a de Roma, realizada a 1-2 de Dezembro de 2003, na qual foi lançada a Plataforma REMEP (Rome Euro-Mediterranean Energy Platform), com a finalidade de guiar a Parceria Euro-mediterrânica

Nesta declaração de intenção tomaram parte os representantes da Comissão Europeia e os representantes dos governos da Argélia, Áustria, Autoridade Palestiniana, Bélgica, Bulgária, Chipre, Egipto, Espanha, França, Hungria, Jordânia, Israel, Itália, Líbia, Marrocos, Roménia, Tunísia e Turquia.

O estatuto da REMEP foi apresentado oficialmente, em Outubro de 2004, com o esboço do plano de acção e a estrutura da Plataforma, para a promoção e a monitorização da cooperação energética no contexto euro-mediterrânico.

Em termos de objectivos da REMEP, destacam-se os seguintes¹⁰⁴:

- Fornecer apoio técnico para assegurar a implementação dentro dos prazos das resoluções adoptadas pelos ministros no âmbito da cooperação euro-mediterrânica;
- Aumentar a efectividade das iniciativas promovidas pelo Fórum de Energia Euro-Med;

¹⁰⁴ Cf. *Rome Euro-Mediterranean Energy Platform* (REMEP), *online*, disponível em <http://www.remep.org/about.html>.

- Colaborar e fornecer o apoio logístico ao MEDREG (Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation);
- Aprofundar o desenvolvimento da Parceria Euro-mediterrânica e o diálogo entre a União Europeia e os países do Mediterrâneo parceiros na área da energia.

As primeiras actividades da Plataforma focalizaram-se nas prioridades para o período 2003-2006, identificadas na Declaração Ministerial do Fórum Euro-Med, que teve lugar em Atenas, a 23 de maio de 2003.

Paralelamente, a 23 de Dezembro de 2003, a União assinou com a Argélia, Marrocos e Tunísia, em Roma, um Protocolo de Acordo para a integração progressiva dos mercados de electricidade dos três países com o mercado interno de electricidade europeu. O objectivo da Comissão Europeia, a longo prazo, é a assinatura de um Tratado da Comunidade Euro-Magrebina de Energia¹⁰⁵.

Em 2007, com a finalidade de assegurar o estabelecimento do Secretariado da Energia, foi criada uma estrutura no Instituto para a Promoção Industrial (Agência Italiana do Ministério do Desenvolvimento Económico), em Roma.

A 21 de Setembro do mesmo ano, teve lugar o Fórum de Energia Euro-Med, com a finalidade de rever o progresso atingido nas várias áreas de cooperação energética estabelecidas para o período 2003-2007. Neste Fórum foram também estabelecidas as orientações para a cooperação regional energética no Mediterrâneo e acordos em relação às áreas prioritárias para o triénio 2007-2010¹⁰⁶.

Outra forma de cooperação energética entre a União Europeia e os países do Magrebe é efectuada através da PEBV.

Tendo em conta a dependência crescente da União em relação às fontes de energias externas, os países vizinhos (ou os seus países vizinhos) desempenham um papel vital no fornecimento de energia da União – quer

¹⁰⁵ Está também contemplada a inclusão da Líbia e da Mauritânia nesta iniciativa, bem como o desenvolvimento progressivo de relações na área da energia com os países subsarianos e a passagem dos recursos energéticos desta região para os países da União Europeia.

¹⁰⁶ Cf. EUROMED, Energy, 11/10/2007, *online*, disponível em http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/regional/euromed/energy/forum_en.htm.

como fornecedores (Argélia, Egipto, Líbia, Azebeijão e Rússia) ou como países de trânsito (Marrocos, Tunísia, Cáucaso do Sul, Ucrânia e Bielorrússia).

Assim, com base em iniciativas regionais e/ou bilaterais como o INOGATE e a cooperação «em marcha» (como por exemplo, a criação do mercado eléctrico Euro-Magrebe, o aumento da cooperação na região do Maxerreque), a PEBV contribui para aumentar a cooperação energética através de¹⁰⁷:

- Mais diálogo energético;
 - Convergência progressiva das políticas energéticas e estruturas legais/reguladoras;
 - Melhoria das redes de conexões de energia;
 - Promoção da eficiência energética através da utilização de fontes de energia renováveis;
 - Possível participação em programas de energia da União Europeia.
- Em termos de progressos¹⁰⁸,

«A cooperação energética tem sido significativamente reforçada. Um Memorando de Compreensão sobre Energia foi assinado com a Ucrânia e o Azerbaijão e está a ser desenvolvido com outros parceiros (por exemplo, Argélia e Egipto). O diálogo bilateral tem aumentado com a Moldávia e Marrocos, bem como a cooperação regional (Fórum de Energia do Mediterrâneo, Iniciativa Energética de Baku).

O progresso de projectos de redes está em curso, contribuindo quando estiverem terminados para a segurança energética da UE (...), por exemplo a expansão do gasoduto tunisino para Itália, aumento das interconexões eléctricas marroquinas com Espanha, desenvolvimento do mar Negro – corredor energético do mar Cáspio no Leste e os anéis de electricidade e de gás mediterrânicos no Sul. A passagem para preços de mercado do gás, pelos parceiros do Leste foi acelerada em virtude da disputa com a companhia de aprovisionamento russa.

¹⁰⁷ Cf. «The European Neighbourhood Policy – Fiches on Sectors», in *Conferência Strengthening the ENP*, Setembro de 2007, *online*, disponível em http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/enp-sector-2007_en.pdf, p.6.

¹⁰⁸ *Ibidem*.

Muitos parceiros têm dado passos modestos em direção a um mercado aberto; porém, ainda são necessários alguns esforços para se chegar a um mercado integrado energético entre UE-Países PEBV. [...]

Aumentar a eficiência energética e promover a utilização de energias renováveis tornou-se numa das prioridades das estratégias energéticas da UE com os seus parceiros vizinhos. A Comissão Europeia comprometeu-se a desenvolver iniciativas bilaterais e regionais nesta área.

Continuação da melhoria da segurança nuclear quer para a segurança pública quer para a segurança de aprovisionamento energético...»

A cooperação da PEBV é colocada em prática através dos respectivos instrumentos financeiros. Com efeito, no âmbito desta política, a Comissão Europeia é responsável pela elaboração de Documentos Estratégicos para cada país parceiro e o respectivo Programa Indicativo Nacional, muitos dos quais cobrindo a área energética (caso dos actuais programas em vigor para Marrocos e Tunísia, descritos mais à frente). Neste âmbito, a Comissão Europeia elaborou o Documento Estratégico Regional para 2007-2013 e o respectivo Programa Indicativo Regional para 2007-2010. Em termos energéticos, o actual Programa Indicativo Regional tem os seguintes objectivos:

- Acelerar as reformas e harmonizar as regras e os *standards*, bem como os sistemas de informação e as estatísticas dos países do Sul do Mediterrâneo, tendo em vista a gradual integração dos mercados energéticos euro-mediterrânicos;
- Aumentar a segurança dos aprovisionamentos euro-mediterrânicos e as infra-estruturas e o transporte marítimo do petróleo;
- Desenvolver as interconexões de energia «Sul-Sul» e «Norte-Sul», incluindo a interconexão com os mercados energéticos subsarianos;
- Promover o potencial das energias renováveis e o apoio ao Processo de Quioto;
- Promover uma gestão de procura energética mais eficiente.

Olhando agora para as relações bilaterais do ponto de vista energético entre a União e os três países do Magrebe, há que começar por relembrar

o facto de que se trata de economias no plural, pois quer as condições, quer as produções, quer os rendimentos são diferentes (como já foi demonstrado no Capítulo II). Marrocos não é um país rico em recursos energéticos, ao contrário da Argélia e mais modestamente da Tunísia.

UE-Marrocos

Marrocos dispõe das maiores reservas de fosfatos no mundo, uma agricultura diversificada, um grande sector turístico, um crescente sector de manufacturas e um grande volume de capitais que chegam ao país pelos seus cidadãos que estão a trabalhar no estrangeiro.

A situação actual dos elevados preços do petróleo pesa bastante na competitividade da economia marroquina. A situação relativa à segurança dos aprovisionamentos é também preocupante, tendo em conta a fraqueza dos recursos naturais nacionais.

A situação energética do país tem duas características principais: um elevado nível de dependência energética e um baixo nível de electrificação. Em 2007, as medidas em preparação pelo governo cobrem uma reestruturação progressiva do sector da electricidade e o desenvolvimento do sector do gás marroquino (a introdução do gás natural em Marrocos teve lugar em 2005).

Assim, este sector tem vindo a experimentar recentes reformas na estrutura e na regulamentação do petróleo, assim como no sector emergente do gás natural. A electrificação rural continua a ser uma das prioridades do governo.

Há que relembrar que Marrocos é um dos signatários do Protocolo do Acordo para a Integração Progressiva dos Mercados da Electricidade da Argélia, Marrocos e Tunísia no mercado interno de electricidade europeu; esta iniciativa regional está em desenvolvimento.

As relações comerciais de Marrocos com a União Europeia processam-se no âmbito do **Acordo de Associação Euro-mediterrânico**, em vigor desde 2000, e cuja plena realização deverá ser alcançada em 2012, com o total desmantelamento alfandegário; e através da **Política Europeia de Boa Vizinhança**.

No âmbito da Política Europeia de Boa Vizinhança, as relações, individualizadas e em parceria, desenvolvem-se através de Planos de Acção. Assim, em Julho de 2005 foi estabelecido o Plano de Acção UE-Marrocos,

cujo grande objectivo é o de aproximar as estruturas sociais e económicas de Marrocos às da União Europeia, e inclui prioridades e objectivos nas áreas política, económica, comercial, justiça, cultural e de cooperação na segurança. A sua implementação é feita através de subcomités estabelecidos ao abrigo do Acordo de Associação, actualmente em curso.

No que diz respeito à energia, este Plano de Acção (cuja duração irá ser de três a cinco anos) tem como objectivos¹⁰⁹:

- Reforçar a política energética de Marrocos a nível nacional e regional;
- Reforçar o papel de Marrocos na segurança do aprovisionamento de energia regional;
- Reforçar o Sistema de Prognóstico e Observação de Energia;
- Integração gradual do mercado de electricidade de Marrocos no mercado europeu eléctrico, seguindo o acordado no Memorando de Compreensão (Roma, 2 de Dezembro de 2003) sobre a integração gradual dos mercados de electricidade dos países magrebins no mercado interno de electricidade da União Europeia;
- Desenvolvimento da utilização do gás natural;
- Reforço da gestão da procura energética e do uso de energias renováveis.

As **trocas comerciais entre a União Europeia e Marrocos** têm florescido na última década (*vide* subcapítulo 2.3.1). Com efeito, em 2006, 70% das exportações marroquinas dirigiram-se para a União, enquanto 55% das importações marroquinas vieram da União.

O Acordo de Associação com a União Europeia assegurará o domínio da União no comércio marroquino, para o futuro próximo, embora os acordos de livre comércio assinados entre Marrocos e os EUA, bem como com outros Estados, ajudem a diversificar os mercados (por exemplo, o Acordo de Agadir).

A **cooperação financeira UE-Marrocos** deve ser dividida em quatro fases: Protocolos financeiros (1976-95); Meda I (1995-99); Meda II (2000-06); e Plano de Acção UE/Marrocos sob a PEBV (2007-2013).

¹⁰⁹ Comissão Europeia, «EU/Morocco: Action Plan under the European Neighbourhood Policy», 10/12/04 (a) *online*, disponível em http://ec.europa.eu/world/enp/documents_en.htm#2, pp. 27-28.

Através de protocolos financeiros Marrocos recebeu um total de €1091 milhões. As orientações sectoriais permitiram o desenvolvimento rural, social e de infra-estruturas económicas.

Entre 1995 e 2006, Marrocos recebeu €1640 milhões através do MEDA, dos quais €1045 milhões foram realmente desembolsados a 31 Dezembro de 2006. Desta forma, Marrocos foi o país, entre os seus parceiros do Mediterrâneo, que mais beneficiou dos fundos MEDA.

Desde Janeiro de 2007 que o Instrumento Financeiro de Vizinhança e Parceria substituiu o MEDA.

Com base no «UE-Marrocos: Documento de Estratégia do País», preparado para o período 2007-2013, foi elaborado o Programa Indicativo Nacional para Marrocos (como instrumento europeu de vizinhança e de parceria), para o período 2007-2010, com um montante de €654 milhões (para os quatro anos).

No que diz respeito ao sector da energia, o grande objectivo é apoiar reformas em Marrocos.

Neste sentido foi elaborado um programa (com um orçamento previsto de €40 milhões até 2008) com a finalidade de se conseguir uma integração progressiva dos mercados eléctricos e de gás euro-mediterrânicos, o aumento da segurança de aprovisionamento e a diversificação da oferta energética, sobretudo, através do desenvolvimento de fontes de energia renováveis, privilegiando a matriz da eficiência energética, a qualidade dos produtos e as previsões da procura energética.

UE- Argélia

Como já foi analisado no Capítulo II, a **Argélia** é um importante produtor de gás natural e de petróleo, dispondo também de importantes jazidas de ferro no Sudoeste, bem como de ouro, de urânio e de zinco no extremo Sul.

Tabela 6.4. Dados Energéticos da Argélia, 2007

Petróleo	Reservas Provadas	12,3 mil milhões de barris
	Produção	2,000 mil barris/dia
	Consumo	270 mil barris/dia
	Exportações	1,86 mil barris/dia

Gás Natural	Reservas Provadas	4,52 trilhões de metros cúbicos
	Produção	83,0 biliões de metros cúbicos
	Consumo	24,4 biliões de metros cúbicos
	Exportações	58,7 biliões de metros cúbicos

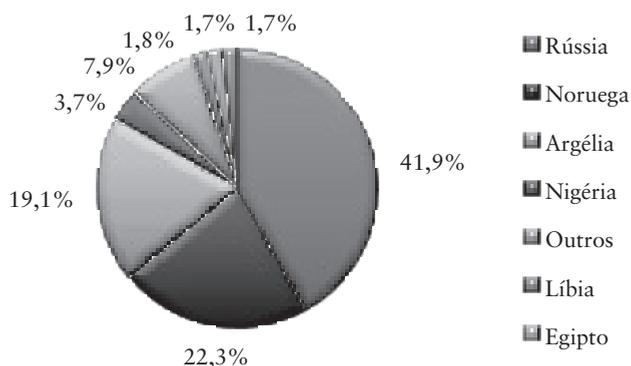
Fonte: BP, *BP Statistical Review of World Energy*, 2008.

Nos últimos anos a Argélia foi palco de um crescimento económico significativo. Em 2006 o sector dos hidrocarbonetos representou 98% das receitas de exportação, constituindo a principal *driver* responsável pelo crescimento económico deste país. Face aos investimentos contínuos que têm vindo a ser realizados nos sectores do gás e do petróleo argelino, ambos têm potencial para aumentarem as suas capacidades de produção nos próximos anos.

As **relações comerciais** entre a União Europeia e a Argélia são boas, tal como já foi ilustrado no subcapítulo 2.3.1. Com efeito, a União concentra 55% das exportações deste país e 58% das importações argelinas são oriundas da União.

A subida dos preços do petróleo e as recentes preocupações relacionadas com o fornecimento de gás natural russo à Europa Ocidental serviram para salientar a importância estratégica da Argélia como fornecedor europeu deste tipo de produtos, representando actualmente cerca de 19,1% do total das importações de gás natural da União Europeia, conforme mostra a figura seguinte.

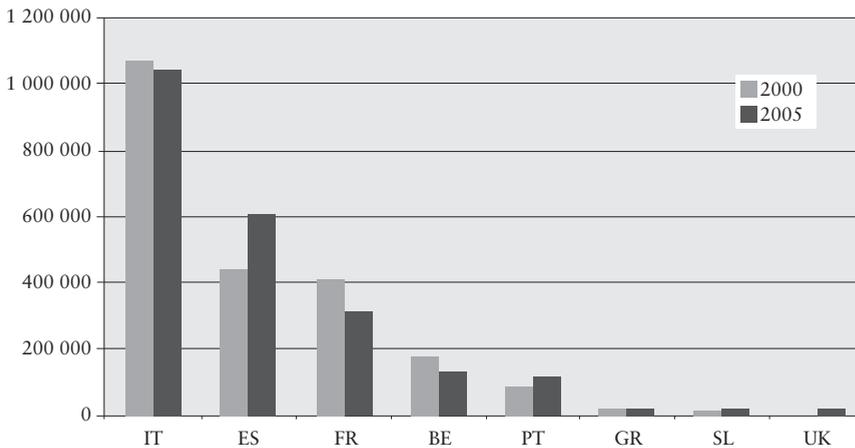
Figura 6.5. UE-27: Importação de Gás Natural em 2005



Fonte: Vinois, 2007.

Conforme se pode ver pela figura 6.6, são oito os países da União que importam o gás natural argelino. Destacam-se, sobretudo, Itália, Espanha e França, e em menor escala Bélgica e Portugal. Com excepção de Espanha e de Portugal, as importações entre 2000 e 2005 decresceram um pouco.

Figura 6.6. Países da UE-27 Importadores de Gás Natural da Argélia (2000-2005)



Fonte: Vinois, 2007.

No âmbito do gás natural é a Sonatrach (companhia estatal) que domina a produção e a distribuição por grosso na Argélia, enquanto a Sonelgaz (outra companhia estatal) controla a distribuição a retalho.

Em 2004 a Sonatrach exportou por volta de 61 bmc, dos quais 92% se destinaram à Europa.

Existem duas vias de ligação de gás natural entre a Argélia e a Europa (conforme se pode ver pela figura 6.12), permitindo a exportação de 60% do gás argelino exportado pela Sonatrach. O **Gasoduto Enrico Mattei ou Transmediterrânico**, com uma extensão de 1080 quilómetros e uma capacidade de 26 bmc/ano, vem desde o campo Hassi R'Mel até Itália, através da Tunísia. Este gasoduto, concluído em 1983, foi duplicado em meados dos anos 90, e actualmente existem planos para a construção de uma estação de compressão adicional. Um consórcio internacional, liderado pela Enagas (espanhola), pela SNPP (marroquina) e pela Sonatrach, é responsável pelo funcionamento do **Gasoduto Duran Farell ou Magrebe-Europa**

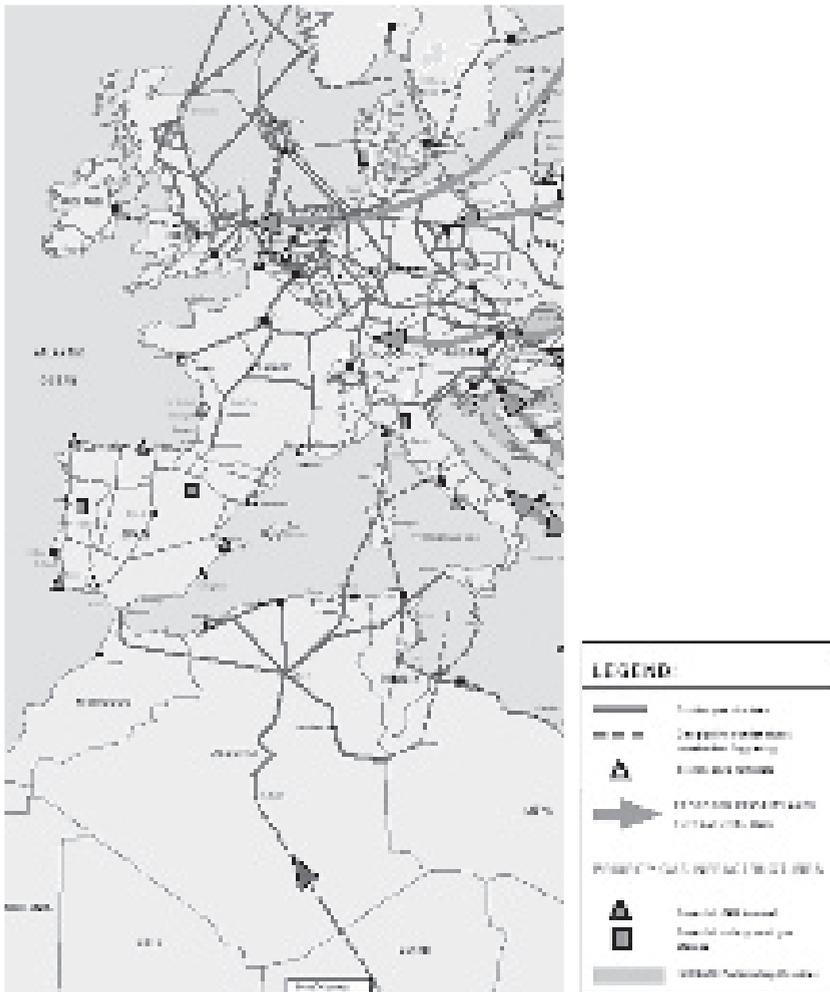
Gás (MEG, também conhecido por Pedro). Este gasoduto foi completado em 1996 e possibilita a ligação entre o campo Hassi R'Mel e Córdova, via Marrocos, ligando Espanha e Portugal à rede de transmissão de gás (ocupa uma extensão de 1610 km e tem uma capacidade de 11,5 bmc/ano).

Paralelamente, a partir de 2001, a Sonatrach viu a confirmação de mais três projectos que ligarão a Argélia à Europa (*vide* figura 6.7). O **Projecto Galsi – Gasoduto Argélia-Itália via Sardenha** está actualmente em construção e fará a ligação entre a Argélia e Itália, cobrindo uma distância de 1470 quilómetros (a partir do campo Hassi R'Mel), com uma capacidade anual de 8 bmc/ano. Existem planos para a construção de um cabo paralelo de energia eléctrica. Em Julho de 2001, o consórcio liderado pela CEPSA (espanhola) e pela Sonatrach acordou a construção do **Gasoduto MedGaz** que ligará a Argélia à Europa via Espanha, com uma eventual extensão para França. Este gasoduto terá uma extensão de 210 quilómetros e uma capacidade potencial de 7 bmc/ano. A construção deste projecto começou em Setembro de 2002 e estima-se que esteja terminada em 2009. Existem também planos para a construção de um cabo paralelo de energia eléctrica. Finalmente, em 2002, a Sonatrach e a companhia nigeriana NNPC formaram um consórcio para a construção de um **Gasoduto Transariano** com 4300 quilómetros que poderá fornecer à Europa gás natural nigeriano, a partir do campo Warri (na Nigéria) até Hassi R'Mel, via Níger. Existem ainda planos para a construção de uma estrada e de um cabo de fibra óptica paralelos ao gasoduto. Este gasoduto poderá utilizar o actual Transmed ou o futuro MedGaz para transportar gás natural nigeriano para os mercados europeus. Um estudo sobre a viabilidade deste projecto detectou dois obstáculos: a sua enorme extensão e as potenciais sabotagens.

Segundo as conclusões de um encontro bilateral entre o comissário da Energia, Andris Piebalgs, e o ministro da Energia e Minas argelino, Chakib Khelile, que teve lugar a 21 de Junho de 2007, o aprovisionamento de gás argelino para a UE poderá aumentar 23,5 bmc/ano, em 2010, se os projectos comuns de infra-estruturas que se encontram actualmente em construção forem concluídos segundo o previsto. O reforço da cooperação com os fornecedores tradicionais foi identificado como uma das principais prioridades da política externa energética da União Europeia. Actualmente a Argélia é o terceiro maior fornecedor de gás da União. Em 2005 ex-

portou mais de 55 bmc (19,1% das exportações da União) e com os novos desenvolvimentos planeados poderia aumentar as suas exportações para 78,5 bmc. Com efeito, o «gás novo» poderá vir através dos novos gasodutos projectados – Medgaz (que ligará a Argélia a Almeria) e Galsi (que fará a ligação entre a Argélia e a Sardenha). Cada um destes gasodutos terá uma capacidade de 8 bmc por ano. Um projecto de aumento da capacidade do actual gasoduto que liga a Argélia a Itália através da Tunísia poderia aumentar 7,5 bmc aos aprovisionamentos actuais.

Figura 6. 7. Vias de Ligação entre a Argélia e União Europeia: Actuais e Propostas



Fonte: INOGATE, Dezembro 2003

O progresso destes projectos e a negociação de um Memorando de Compreensão entre a Argélia e a União Europeia foram os dois aspectos negociados neste encontro. Ambas as partes conversaram sobre o diálogo entre a OPEC e a UE, pois a Argélia assumirá a presidência no final do ano.

No sentido de aprofundar a cooperação energética, a Comissão Europeia chegou em Julho do mesmo ano a um acordo com a Sonatrach para eliminar as actuais restrições que impedem a exportação de gás natural argelino a toda a União Europeia através de Itália e Espanha.

Ainda no mesmo mês, durante a «Conferência para a Promoção do Gasoduto Transariano», o ministro da Energia e Minas argelino sublinhou a importância deste projecto, dado que este gasoduto poderá fornecer à Europa até 30 mil milhões de metros cúbicos anuais de gás nigeriano, através do Níger e da Argélia, a partir de 2015. Segundo o comissário europeu de Energia¹¹⁰, este projecto é também bastante importante para a UE, dado que possibilitará um aprofundamento na cooperação energética com os seus países vizinhos, no quadro Euromed, na futura parceria UE-África¹¹¹, e permitirá seguir a estratégia europeia de segurança energética, através da diversificação de fornecedores e de rotas no aprovisionamento energético.

A Argélia emerge de uma década de terrorismo. A situação em 2007 caracteriza-se por um contexto político estável, um crescimento de 6,4% (a indústria é o único sector em declínio), uma balança de pagamentos favorável graças aos hidrocarbonetos, um excedente fiscal e uma política monetária favorável à competitividade.

Desde Setembro de 2005, que o **Acordo de Associação Euro-mediterrânico** rege as relações entre a Argélia e a União Europeia, tendo sido acordado que a plena realização deverá ser alcançada em 2012, com a criação de uma zona de livres trocas entre as duas partes. Este acordo constitui o quadro de cooperação entre a Argélia e a União Europeia nos domínios político, económico, social, científico e cultural.

¹¹⁰ Cf. Andris Prieбалgs, «Reinforcing the Euro-Mediterranean Energy Cooperation», in *Discurso na Conferência para a Promoção do Gasoduto Trans-Sariano*, (PEECH/07/477, Bruxelas, 9/7/07, *online*, disponível em, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/07/477&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>), p. 3.

¹¹¹ A Parceria UE-África foi lançada em Dezembro de 2007, durante a Cimeira UE-África em Dezembro, em Lisboa, durante a presidência portuguesa da UE.

A Argélia faz também parte da **Política Europeia de Boa Vizinhança**, a qual prolonga e reforça o quadro actual de cooperação. No caso da Argélia, dado o processo de ratificação ter sido um processo difícil para o governo argelino, decidido a apostar numa ancoragem europeia, é ainda prematura a adopção de um plano de acção.

Com base no «UE-Argélia: Documento de Estratégia do País» preparado para o período 2007-2013, foi elaborado o «Programa Indicativo Nacional para Argélia» (como instrumento europeu de vizinhança e de parceria), para o período 2007-2010, com um montante de €220 milhões (para os quatro anos)¹¹². Ambos os documentos foram aprovados a 7 de Março de 2007, e foi também aprovado o Instrumento Financeiro de Vizinhança e Parceria (que substituiu o MEDA).

O «Programa Indicativo Nacional para Argélia» prevê como principais eixos de acção para 2007-2010:

- Reforma da justiça;
- Crescimento económico e do emprego;
- Reforço dos serviços públicos de base.

UE-Tunísia

O desenvolvimento económico da Tunísia tem sido um dos mais rápidos no conjunto do Magrebe. Se compararmos os recursos naturais da Tunísia com os da Argélia, veremos que estes são modestos. Com efeito, o país tem modestos recursos petrolíferos que ainda estão numa fase de maturação, daí ter de importar petróleo. Em relação ao gás natural, as reservas também são escassas se comparadas com as dos vizinhos – Argélia e Líbia.

Até 1996 a produção de gás estava limitada a pequenas quantidades oriundas do campo de El Borma. Estas eram complementadas com gás importado, ou adquirido em *royalties* do gasoduto transmediterrânico que transporta o gás da Argélia até Itália, atravessando a Tunísia. A partir daquele ano, a produção aumentou bastante depois de a empresa britânica BG Group ter investido no campo de Miskar (no golfo de Gabés). Este campo produz actualmente cerca de 80% do gás da Tunísia.

¹¹² O «Programa Indicativo Nacional para Argélia (2007-2013)» sucede aos de 2002-2006.

Em relação aos **laços comerciais**, a Tunísia é o parceiro Euro-Med mais avançado no que diz respeito à introdução da zona de comércio livre com a União Europeia (após o período de transição de 12 anos). A Tunísia começou a dismantelar os direitos alfandegários em 1996, ou seja, antes mesmo da entrada em vigor do Acordo de Associação UE-Tunísia, em 1998. O dismantelamento das tarifas aduaneiras tem sido visto como uma aceleração da integração tunisina no mercado europeu e 84% das exportações da Tunísia são para a União Europeia, a qual é, por sua vez, responsável por 72% das importações tunisinas (*vide* subcapítulo 2.3.1).

Como já foi atrás mencionado, a Tunísia foi o primeiro país Mediterrânico a assinar um **Acordo de Associação Euro-mediterrâneo** com a União, a 17 de Julho de 1995, o qual entrou em vigor a 1 de Março de 1998.

Sob as condições estabelecidas pelo Acordo de Associação, a Tunísia comprometeu-se a cooperar num amplo conjunto de áreas, nomeadamente: reforço do diálogo político, questões comerciais, económicas, sociais e culturais. O Acordo estabeleceu uma cooperação financeira para acompanhar as medidas de reforma tunisinas. Uma das cláusulas mais importantes do Acordo é, naturalmente, a que diz respeito à entrada em vigor de uma zona de comércio livre entre a Tunísia e a União Europeia em 2010 (ou seja, dois anos antes do que as zonas de comércio livre entre a União e Marrocos e a União e a Argélia).

Tal como os restantes países do Magrebe, a Tunísia é membro da **Política Europeia de Boa Vizinhança**. Desde 4 de Julho de 2005 que entrou em vigor um Plano de Acção (cuja duração será de três a cinco anos), o qual inclui os objectivos e as prioridades acordados mutuamente nas áreas política, económica, comercial, da justiça, cultural e de cooperação na segurança.

No que diz respeito à energia, este plano prevê o seguinte¹¹³:

- Estabelecer uma cooperação na área energética com a finalidade de uma convergência gradual, tendo em conta as características do

¹¹³ Comissão Europeia, «EU/Tunisia: Action Plan under the European Neighbourhood Policy», 10/12/04 (b) *online*, disponível em http://ec.europa.eu/world/enp/documents_en.htm#2., p. 24.

mercado tunisino, em direcção aos objectivos da política energética da União.

- Tendo por base a integração gradual no futuro dos mercados de energia dos países do Magrebe no mercado europeu eléctrico, estabelecer o mercado do gás e da electricidade do Magrebe com a finalidade de se conseguir a convergência com os princípios dos mercados internos de electricidade e do gás da União Europeia;
- Desenvolver o sector do gás natural;
- Reforçar, desenvolver e optimizar as redes e as infra-estruturas de energia;
- Introduzir a eficiência energética e do uso de energia renováveis.

Em termos de cooperação financeira da UE, como membro da Parceria Euro-mediterrânica, a Tunísia beneficiou da estrutura de cooperação financeira do Programa MEDA (€428 400 000 do MEDA I para 1995-1999; €543 750 000 do MEDA II para 2000-2006). Com efeito, a Tunísia foi um dos principais países beneficiários da cooperação da União Europeia com o Mediterrâneo, graças à sua boa capacidade de absorção. Assim, recebeu 13% do orçamento global do MEDA, apesar de ter apenas 4% da população da região do Mediterrâneo.

A Comissão Europeia define a estratégia de cooperação com os países destinatários dos Documentos de Estratégia do País. O relatório actual em vigor para a Tunísia cobre o período 2007-2013, sucedendo ao de 2000-2006. Na sequência do último Documento, no âmbito da cooperação financeira, foi aprovado o «Programa Nacional Indicativo da Tunísia para 2007-2010».

Este Programa, que em 2010 terá um orçamento de €300 milhões, concentra-se nas seguintes áreas:

- Governação económica, competitividade e convergência com a União Europeia;
- Recursos humanos e aumento na empregabilidade;
- Desenvolvimento sustentável.

Em relação ao sector da energia está previsto, no âmbito do objectivo do Desenvolvimento Sustentável, um programa «Ambiente-Energia» (com uma atribuição de €43 milhões) que visará para a energia o reforço da eficácia energética e a promoção das fontes de energia renováveis.

Sintetizando, é possível afirmar que a política da União em termos de cooperação com o Magrebe, do ponto de vista energético, tem avançado positivamente. Não será de estranhar a concretização a prazo do mercado energético europeu integrado com o dos países do Magrebe.

Capítulo VII

Portugal e Magrebe: Quatro Países, Quatro Realidades no Sector Energético

7.1. Portugal e a Dependência do Fornecimento de Hidrocarbonetos do Magrebe: uma Realidade para Continuar?

7.1.1 O Petróleo e o Gás Natural em Portugal: Breve Enquadramento

Caracterização Energética

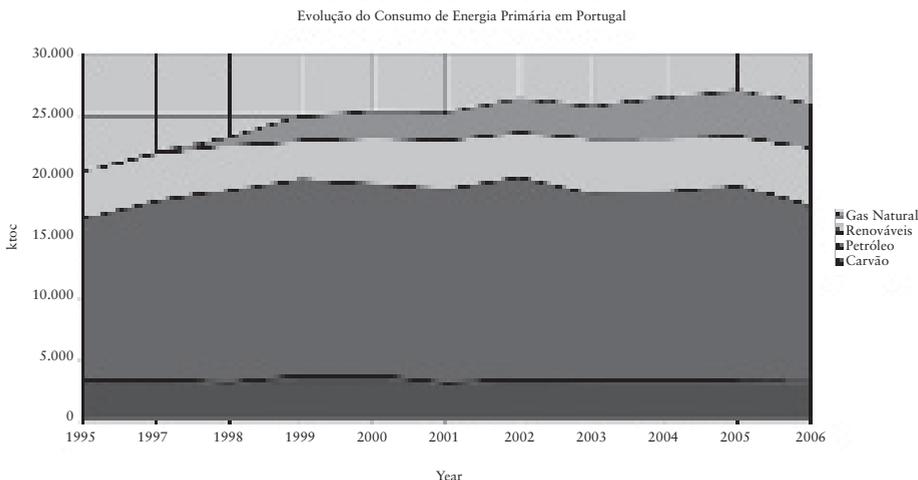
O cenário energético nacional é caracterizado por uma forte dependência externa (84,1%, em 2006), com uma procura energética com taxas de crescimento significativamente superiores às do crescimento do PIB e com um sistema energético fortemente dependente de fontes primárias de origem fóssil (petróleo, gás natural e carvão).

Portugal está assim perante uma reduzida diversificação da oferta energética primária, aliada à escassez de recursos próprios, que conduz a uma maior vulnerabilidade do sistema energético às flutuações dos preços internacionais, nomeadamente do preço do petróleo, exigindo esforços no sentido de aumentar a diversificação.

Consumo de Energia Primária e Final

A figura 7.1 mostra a evolução do consumo de energia primária em Portugal no período 1996-2006.

Figura 7.1. Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal (1996-2006)



Fonte: DGEG, «Caracterização Energética Nacional», Janeiro 2008.

À semelhança do que se verifica no panorama energético mundial, em Portugal ressaltam duas características fundamentais: por um lado, o crescimento contínuo do consumo de energia; e, por outro, a posição central que o petróleo ocupa entre as várias fontes energéticas. O consumo de petróleo regista uma taxa de crescimento semelhante à do consumo total de energia primária (que resulta do seu elevado peso no total de energia primária). Em termos relativos, este produto energético mantém um papel essencial na estrutura de abastecimento, representando 55,2% do consumo total de energia primária em 2006, contra 61,6% em 2000.

Segundo a Direcção-Geral de Energia e Geologia¹¹⁴, a introdução do gás natural em 1997 contribuiu para diversificar a estrutura da oferta de energia e reduzir a dependência exterior em relação ao petróleo. Desde então, tem-se registado uma evolução positiva no *mix* energético, repre-

¹¹⁴ DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia, «Caracterização Energética Nacional» (2008, *online*, disponível em, <http://www.dgge.pt/>).

sentando este combustível, em 2006, 13,9% do total do consumo em energia primária.

Quanto ao consumo de carvão, que representou, em 2006, 12,4% do total do consumo de energia primária, verificou-se, face a 2004, uma diminuição de cerca de 98% no consumo de hulha para a indústria cimenteira e um aumento de 2,9% no consumo das centrais termoeléctricas. Contudo, prevê-se uma redução progressiva do peso do carvão na produção de electricidade, devido ao seu impacto nas emissões de CO₂.

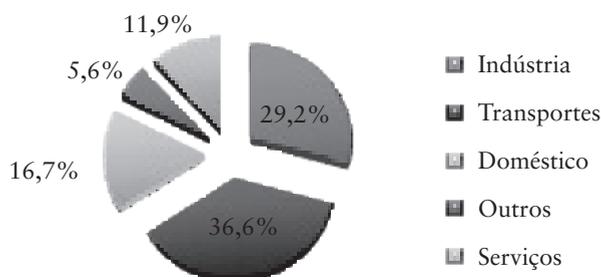
Relativamente ao contributo das energias renováveis no consumo de energia primária, representou 18,1%, em 2005, do total do consumo em energia primária, contra 15,0% em 2004, o que revela a sua elevada dependência do potencial hídrico existente.

Em relação ao consumo de energia final, em 2006, este atingiu o valor de 19099 ktep, tendo-se verificado uma redução de 1,9% face a 2005. Registou-se uma diminuição do consumo de 5,1% de petróleo, de 2,5% de gás natural e um aumento de 3,8% em electricidade.

O *mix* do consumo nacional de energia primária permite-nos concluir que a dependência do país é muito elevada.

Em relação ao peso do consumo dos principais sectores de actividade económica relativamente ao consumo final de energia, constata-se uma forte incidência dos sectores de transportes (36,6%) e indústria (29,2%).

Figura 7.2. Consumo de Energia Final por Sector (2006)



Fonte: DGEG, «Caracterização Energética Nacional», 2008.

Segundo a DGEG¹¹⁵, o crescimento verificado no sector dos transportes reflectiu o crescimento da taxa de motorização e da mobilidade, a

¹¹⁵ DGEG, *op. cit.* (2008, *online*, disponível em, <http://www.dgge.pt/>).

par do desenvolvimento das acessibilidades. O sector dos transportes é, provavelmente, o sector de actividade mais exposto ao risco geopolítico do mercado petrolífero, implicando esse facto uma forte instabilidade no conjunto das actividades económicas do país.

No sector industrial, o consumo final tem vindo a decrescer nos últimos anos, resultante de uma maior actuação na área da eficiência energética dos processos e instalações.

No sector doméstico, assiste-se a uma diminuição do consumo de energia eléctrica por unidade de alojamento (2544 kWh/alojamento em 2006 contra 2557 kWh/alojamento em 2005). Em relação às formas de energia utilizadas, verifica-se uma estabilização nos consumos dos produtos de petróleo, a favor da electricidade e do gás natural.

O consumo de energia nos serviços, dependente fundamentalmente do grau de terciarização da economia, cresceu 41,7% no período 2000-2005. Todavia, em 2006 o consumo de energia nos serviços diminuiu 10,7% face a 2005.

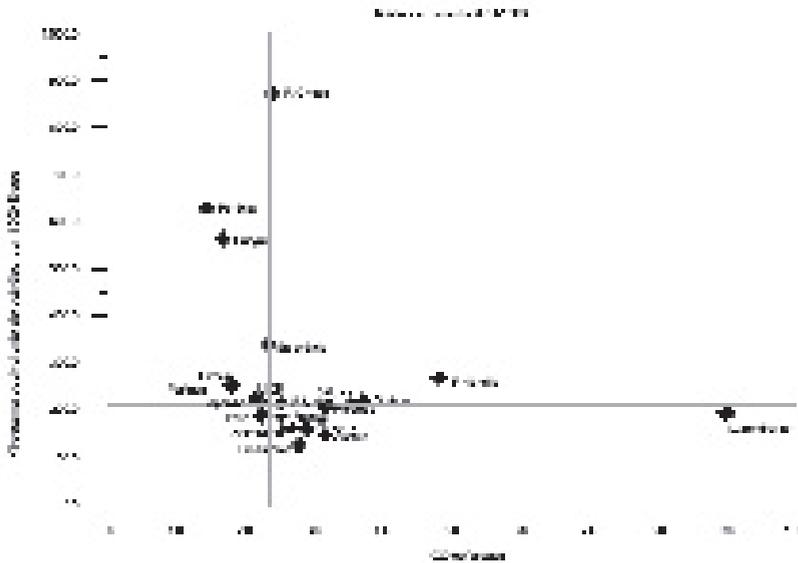
Um dos indicadores frequentemente utilizados para conhecer e comparar a forma como os vários países utilizam a energia consumida é a intensidade energética. Em Portugal, tem-se verificado uma clara divergência deste indicador face à média europeia, conforme se pode ver pela figura 7.3. Esta situação pode ser o reflexo de uma utilização errónea ou de um desperdício insustentável dos recursos energéticos. Sendo Portugal tão dependente das importações de energia primária, o país enfrenta uma situação preocupante: por um lado, não possui fontes energéticas e, por outro, desperdiça ou utiliza de forma pouco eficiente os recursos energéticos.

A evolução da intensidade energética nacional tem um peso bastante importante para o país, dado que afecta grandemente a competitividade da economia nacional.

O consumo de energia em Portugal é bastante superior ao crescimento do PIB¹¹⁶, ao contrário do que se passa na União Europeia, isto é, o aumento do consumo energético final é inferior ao crescimento do PIB, o que demonstra que no âmbito da eficiência energética e noutros domínios Portugal ainda tem muito a fazer.

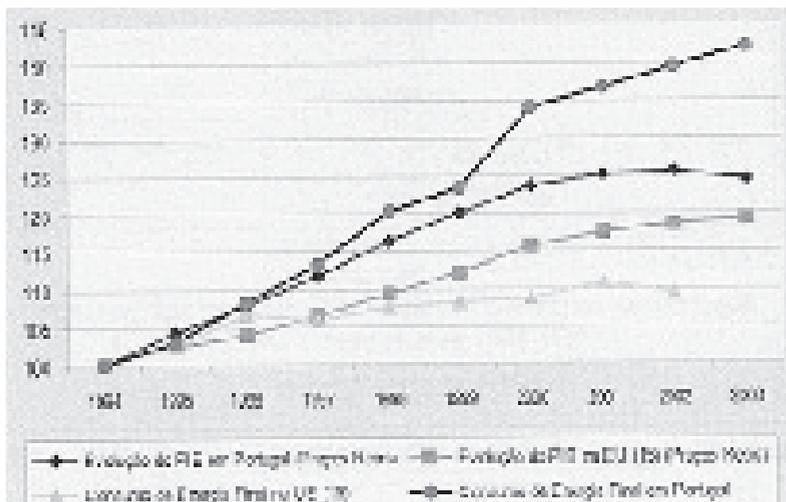
¹¹⁶ DGEG, *op. cit.*, Janeiro de 2008, *online*, disponível em <http://www.dgge.pt/>.

Figura 7.3. Intensidade Energética da Economia e Consumo de Energia Final *per Capita* (2000- 2005)



Fonte: DPP, «Desenvolvimento Sustentável e Competitividade», n.º 2, 2007, p. 6.

Figura 7.4. Evolução do PIB (Preços Reais) e do Consumo de Energia Final em Portugal e na UE (%) (1994-2003)



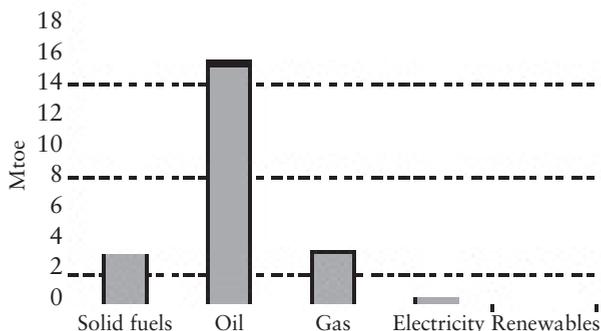
Nota: 1994=100

Fonte: Pulido e Fonseca, 2004, p. 286.

Importações de Hidrocarbonetos

Dado que Portugal não é produtor de crude, nem de gás natural, encontra-se muitíssimo dependente das importações destes dois hidrocarbonetos para satisfazer as suas necessidades internas.

Figura 7.5. Portugal: Importações de Energia (2004)



Fonte: Comissão Europeia, 10/1/07(a), p. 66.

Portugal continua e continuará altamente dependente das importações de crude (*vide* figura 7.5) e, por conseguinte, extremamente vulnerável face à evolução do seu preço nos mercados mundiais.

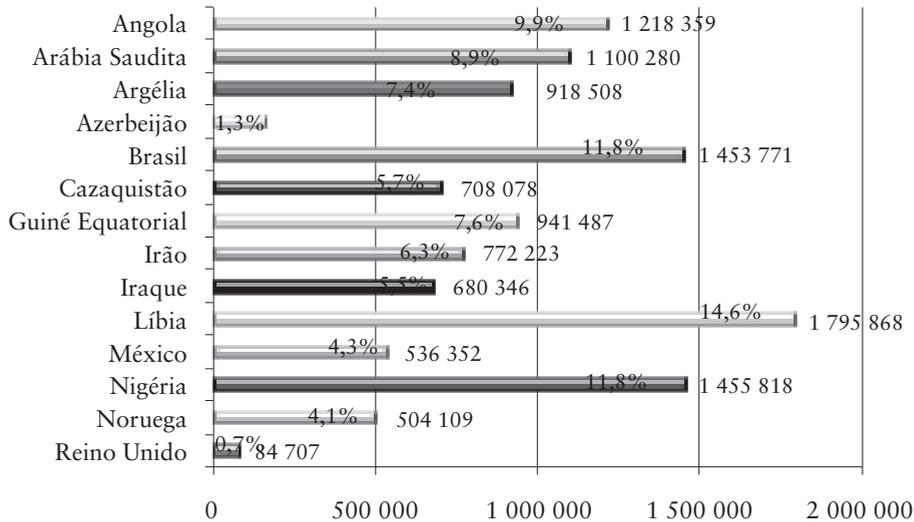
«Portugal apresenta um cenário energético que pode ser apelidado de convencional e pouco flexível: depende de forma crítica do consumo de combustíveis fósseis e o petróleo satisfaz mais de metade do consumo.»¹¹⁷

Conforme se pode verificar pela figura 7.6, em 2007, a importação de crudes teve origem essencialmente na África Ocidental, no Norte de África e no Médio Oriente, regiões que representaram 72% do total.

Entre os 14 países que forneceram crude a Portugal em 2007, o principal foi a Líbia, com 14,2% do total, seguindo-se a Nigéria (11,8%) e o Brasil (11,8%), o que demonstra a reduzida dependência de um só fornecedor de crude. As refinarias da Galp Energia encontram-se estrategicamente localizadas no litoral do país, o que lhes permite receber crudes oriundos de quase todo o mundo, diversificando a sua base de fornecedores.

¹¹⁷ João Garcia Pulido; Pedro Fonseca, *O Petróleo e Portugal – O Mundo do Petróleo e o seu Impacto no Nosso País* (Lisboa: Tribuna da História, Dezembro de 2004), pp. 291-292.

Figura 7.6. Origem das Importações Portuguesas de Petróleo Bruto em 2007 (Tonelada)*



*Provisório.

Fonte: DGEG – Divisão de Planeamento e Estatística, Outubro 2008.

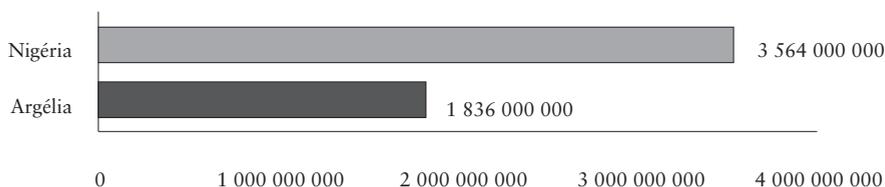
Em 2007, as compras de gás natural atingiram os 5,4 mil milhões de metros cúbicos, um aumento de 17% face ao ano anterior que traduziu uma maior actividade do sector. As compras foram repartidas pelas actuais fontes de aprovisionamento da Galp Energia, a Argélia (34%) e a Nigéria (66%)¹¹⁸. 2007 foi o último ano de *build-up* do contrato de aquisição de gás natural liquefeito à Nigéria, o que veio trazer uma maior flexibilidade à gestão do aprovisionamento. O gás natural adquirido à Sonatrach foi transportado desde a Argélia até Portugal pelo gasoduto EMPL e pelos gasodutos Al-Andaluz e Extremadura, em Espanha.

Olhando para a figura seguinte, é possível avaliarmos, segundo o *country @rating*¹¹⁹, o risco dos países abastecedores de crude e de gás natural a Portugal em 2007.

¹¹⁸ GALP Energia, *Relatório & Contas Galp Energia '07* (2008, online, disponível em <http://investor.relations.galpennergia.com/NR/rdonlyres/0F5F94AE-85D1-4825-B7D5-CF20B2B710FA/0/RCGalpEnergia07.pdf>), p. 46.

¹¹⁹ A liberalização económica levou a um *boom* no comércio BtoB, em que 70% das contabilidades estão estáveis graças a instrumentos de curto prazo. Assim, torna-se vital avaliar o risco associado a tais transacções. O *country rating* avalia até que

Figura 7.7. Origem por País das Importações Portuguesas de Gás Natural em 2007 (bcm)



Fonte: GALP Energia, *Relatório & Contas Galp Energia '07*, 2008, p. 46.

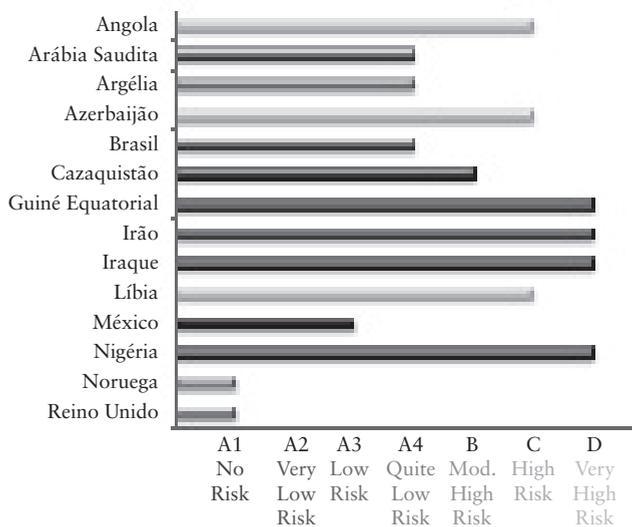
Dos 14 países abastecedores de petróleo e dos dois abastecedores de gás natural a Portugal, em 2007, apenas dois responsáveis pelo fornecimento de 4,1% de petróleo são oriundos de países A1, ou seja, apresentam uma situação política e económica muito boa, em que o ambiente do negócio tem uma influência positiva nos pagamentos e trocas das empresas. 4,3% de petróleo vem de um país A3, em que apesar de o ambiente político e económico ser volátil, afectando a envolvente dos negócios, tem uma influência positiva nos pagamentos e trocas das empresas. São três os países abastecedores de petróleo (28,1% – Argélia, Arábia Saudita e Brasil) e um de gás natural (Argélia – 34%) a que a Coface atri-

ponto os compromissos financeiros das empresas são influenciados pela prospectiva económica, financeira e política do respectivo país. A classificação tem sete categorias (A1 a A4, B, C, D) aplicadas regularmente a 155 países:

- A1 – O ambiente político e económico estável produz efeitos positivos numa situação já boa de pagamentos das empresas. Probabilidade muito fraca de incumprimento dos pagamentos.
- A2 – A probabilidade de incumprimento dos pagamentos ainda é fraca, mesmo no caso em que o ambiente político e económico de um país ou o registo de pagamentos das empresas não é tão bom como no A1.
- A3 – Circunstâncias políticas e económicas adversas poderão conduzir a piores registos de pagamentos, os quais já são mais baixos do que nas categorias anteriores, apesar de a probabilidade de incumprimento dos pagamentos ainda ser fraca.
- A4 – Um registo de pagamentos já irregular poderá piorar com a deterioração do ambiente político e económico. Contudo, a probabilidade de incumprimento dos pagamentos já é aceitável.
- B – Um ambiente político e económico instável irá provavelmente afectar ainda mais um registo de pagamentos já pobre.
- C – Um ambiente político e económico muito instável poderá deteriorar um registo de pagamentos já mau.
- D – O perfil de risco elevado de um ambiente político e económico de um país irá piorar ainda mais um registo de pagamentos já mau.

buiu a classificação A4, isto é, países em que as perspectivas políticas e económicas são fracas e em que o ambiente de negócios é volátil, podendo afectar os pagamentos e trocas das empresas. Apenas o Cazaquistão (que fornece 5,7% de petróleo) se encontra classificado como B: país que apresenta incertezas políticas e económicas e um ambiente de negócios que ocasionalmente poderá afectar o comportamento de pagamentos e trocas das empresas. Na classificação C, encontram-se três países que totalizam 25,8% do abastecimento de petróleo ao nosso país; trata-se de países que apresentam uma evolução política e económica muito incerta e um ambiente de negócio com muitas fraquezas, com inerentes impactos nos comportamentos de trocas e de pagamentos das empresas. Finalmente, quatro países estão considerados como de elevado risco – D – dado apresentarem uma situação política e económica de elevado risco e um ambiente de negócios bastante difícil, com probabilidades de impactos significativos no comportamento de trocas e de pagamentos das empresas; estão nesta situação a Nigéria, o Irão, o Iraque e a Guiné Equatorial, os quais abastecem 31,2% de petróleo e 66% de gás natural a Portugal. Em suma, mais de metade dos países abastecedores de petróleo a Portugal confronta-se com um ambiente político e económico instável com reflexos nos pagamentos e trocas das respectivas empresas.

Figura 7.8. Risco por País (Médio e Longo Prazo)



Fonte: COFACE, *Country Rating*, Setembro 2008.

Reservas Estratégicas de Petróleo em Portugal

Hoje em dia, as reservas estratégicas de petróleo são um dos mecanismos mais importantes ao dispor dos Estados mais dependentes da importação de crude (entre os quais Portugal) com vista a minorar a vulnerabilidade energética. Este instrumento permite que um país continue a consumir petróleo quando ocorre uma interrupção importante nos fornecimentos e, no caso de as reservas serem substanciais, pode dissuadir os países produtores de reduzirem a sua produção por motivos estratégicos, dado que uma abertura destas reservas pode ter um impacto grande na cotação do crude nos mercados internacionais e, baixando o preço do petróleo, ser prejudicial para os próprios produtores, diminuindo os seus dividendos. Não obstante, há que ter em conta que o armazenamento de um grande volume de reservas estratégicas de crude não assegura, por si só, qualquer vantagem na segurança energética. É fundamental a existência de infra-estruturas de transporte que possibilitem a introdução dos combustíveis no mercado, bem como capacidade de processamento de petróleo bruto disponível.

Portugal, como membro da AIE e como parte do International Energy Program, bem como da União Europeia, está obrigado a ter reservas estratégicas equivalentes a 90 dias de importações do ano anterior. Tem a obrigação de manter as reservas mínimas de produtos de petróleo e a armazenagem das reservas pode ser feita num país da União. Cabe à Empresa Gestora de Reservas Estratégicas – EGRP – a manutenção e gestão das reservas¹²⁰.

Portugal e os Compromissos Ambientais

Finalmente, para terminar este ponto, há que mencionar os compromissos ambientais com os quais Portugal está envolvido.

Em 1997, no âmbito das Nações Unidas, foi discutido e negociado em Quioto o Protocolo de Quioto, aberto para assinaturas em 16 de Mar-

¹²⁰ Decreto-Lei n.º 31/2006, DR I série-A, n.º 33, (5/2/15), capítulo V, artigos 27.º-32.º, pp. 1223; Directiva n.º 98/93/CE do Conselho, de 14 de Dezembro de 1998, JOCE n.º L 358, de 31 de Dezembro de 1998, que obriga os Estados-membros da CEE a manterem um nível mínimo de existências de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos e introduziu a rectificação à Directiva n.º 68/414/CEE, do Conselho, de 20 de Dezembro de 1968, JOCE n.º L 308 de 23 de Dezembro de 1968, p. 14.

ço de 1998. O tratado entrou oficialmente em vigor a 16 de Fevereiro de 2005, após a ratificação da Rússia. Em Dezembro de 2007, já tinham ratificado mais de 180 países. Portugal e a União Europeia assinaram, a 29 de Abril de 1998, e ratificaram, em simultâneo, a 31 de Maio de 2002.

O Protocolo de Quioto pretendeu assumir-se como um avanço significativo no sentido de tornar operacional e dar eficácia jurídica aos objectivos da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (CQNUMAD)¹²¹, pois estabeleceu, pela primeira vez, um mecanismo de redução vinculativo que deverá resultar numa redução, a nível global, de pelo menos 5% das emissões dos países constantes do Anexo B¹²² entre 2008 e 2012, face aos valores de 1990, também chamado *primeiro período de compromisso* (para muitos países, como os membros da União, isso corresponde a 15% abaixo das emissões esperadas para 2008)¹²³.

A redução das emissões incide nas várias actividades económicas. O Protocolo estimula os países signatários a cooperarem entre si, através de algumas acções básicas, nomeadamente: reformar os sectores de energia e transportes, promover o uso de fontes energéticas renováveis, eliminar mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da Convenção, limitar as emissões de metano na gestão de resíduos e dos sistemas energéticos, e proteger florestas e outros sumidouros de carbono.

Se o Protocolo de Quioto for implementado com sucesso, estima-se que deverá conduzir à redução da temperatura global entre 1,4°C e 5,8°C até 2100; entretanto, tal objectivo dependerá em muito das negociações

¹²¹ Com efeito, o **Protocolo de Quioto** foi o resultado de uma série de eventos iniciados com a *Toronto Conference on the Changing Atmosphere*, no Canadá (Outubro de 1988), seguida pelo *IPCC's First Assessment Report*, em Sundsvall, Suécia (Agosto de 1990) e que culminou com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (CQNUMAD) na ECO-92, no Rio de Janeiro (Junho de 1992). Também reforça as secções da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC).

¹²² O Anexo B do Tratado de Quioto diz respeito aos compromissos quantificados de limitação ou redução de emissões por Parte. Estão vinculados a este anexo 38 países mais a União Europeia.

¹²³ Os gases com efeito de estufa (GEE) identificados pelo Protocolo de Quioto são os seguintes: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonetos (HFC), hexafluoreto de enxofre (SF₆). A quantificação da redução das emissões é considerada de forma conjunta e expressa em equivalentes de dióxido de carbono.

para o período após 2008-2012, pois há comunidades científicas que afirmam categoricamente que a meta de redução de 5% em relação aos níveis de 1990 é insuficiente para a mitigação do aquecimento global.

Por seu lado, a União Europeia empenhou-se intensamente na defesa do Protocolo de Quioto e na obtenção de um acordo vinculativo, o mais abrangente possível, para a redução das emissões de GEE. Este compromisso foi uma vez mais reiterado com a NPE.

A União tem uma posição que decorre directamente de um mecanismo previsto no Protocolo de Quioto que possibilita a implementação conjunta, entre as partes signatárias, das obrigações decorrentes do plano de redução determinado pelo Anexo B e leva em consideração o grau de desenvolvimento económico dos Estados-membros, bem como o seu nível de emissões de GEE. Assim, a Alemanha é o país que, em termos absolutos, mais tem de reduzir as emissões de GEE (mais de 250 milhões de toneladas equivalentes de CO₂), enquanto o Luxemburgo, obrigado a uma redução de 28% face aos níveis de 1990, é o Estado da União que, em termos relativos, mais tem de diminuir as emissões. Em termos relativos, Portugal é o país da União que mais pode aumentar o nível de emissões, com um incremento autorizado situado nos 27% face às emissões registadas no nosso país em 1990, percentagem que corresponde a cerca de 16,6 milhões de toneladas equivalentes de CO₂. Em termos absolutos, Espanha é o país da União que mais pode aumentar as emissões de GEE (*vide* figura 7.9).

A nível das Alterações Climáticas, Portugal adoptou, em 2001, a Estratégia Nacional para as Alterações Climáticas que contém os princípios e objectivos que orientam as políticas e medidas a adoptar no âmbito desta problemática, e que devem conduzir ao cumprimento dos compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto. Esta Estratégia assenta em três instrumentos principais, nomeadamente:

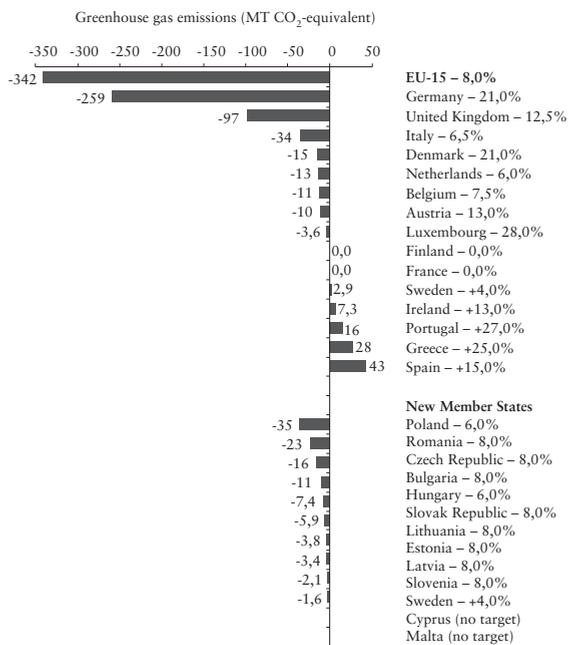
- Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) – Programa que integra um conjunto de políticas e medidas para os vários sectores de actividade, tendo em conta a eficácia ambiental e o custo efectivo para a sua economia, que visam a redução das emissões de GEE.
- Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) – Instrumento de mercado com impacto na eficácia ambiental, através do qual o

sector energético contribuirá para a redução das emissões dos gases com efeito de estufa de um modo mais custo-eficaz.

- Mecanismos de Mercado do Protocolo de Quioto – Implementação Conjunta, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e Comércio Internacional de Emissões.

Não obstante, as figuras seguintes demonstram uma evolução que coloca em causa o cumprimento por parte de Portugal das obrigações decorrentes de Quioto e do acordo entre os Estados-membros da União Europeia para a redução de emissões.

Figura 7.9. Acordo entre os Países da UE-27 com vista ao Cumprimento dos Objectivos do Protocolo de Quioto para 2008-2012 em Relação às Emissões do Ano Base

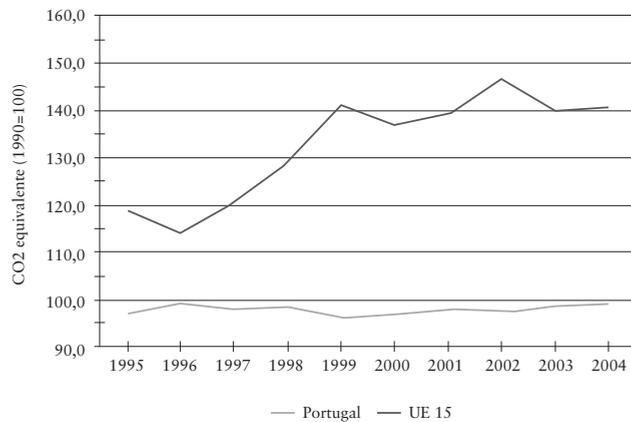


Note: Base-year emissions are determined in initial reports, submitted in 2006 and undergoing UNFCCC review in 2007. Therefore emission targets presented in this graph are still subject to further change.

In Commission decision 2006/944/EC determining the respective emission levels allocated to the Community and each of its Member States under the Kyoto Protocol, the respective emission levels were expressed in terms of tonnes of CO₂-equivalents. In connection with Council Decision 2002/358/EC, the Council of Environment Ministers and the Commission have, in a joint statement, agreed to take into account inter alia the assumptions in Denmark's statement to the Council Conclusions of 16-17 June 1998 relating to base-year emissions in 2006. In 2006, it was decided to postpone a decision on this until after all Community and Member State initial reports have been reviewed under the Kyoto Protocol.

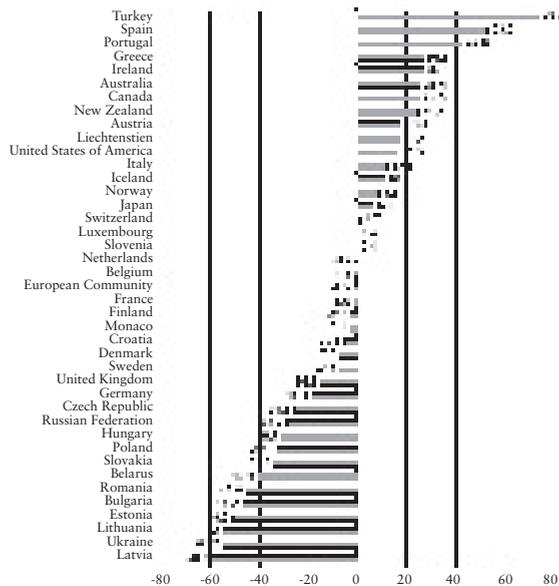
Fonte: EEA, *Greenhouse Gas Emission Trends and Projections in Europe 2007 – Tracking Progress Towards Kyoto Targets*, EEA Report n.º 5/2007, p. 17.

Figura 7.10. Emissões de Gases de Efeito de Estufa



Fonte: DPPRI, *Desenvolvimento Sustentável e Competitividade*, n.º 2, 2.º trimestre de 2007, p. 5.

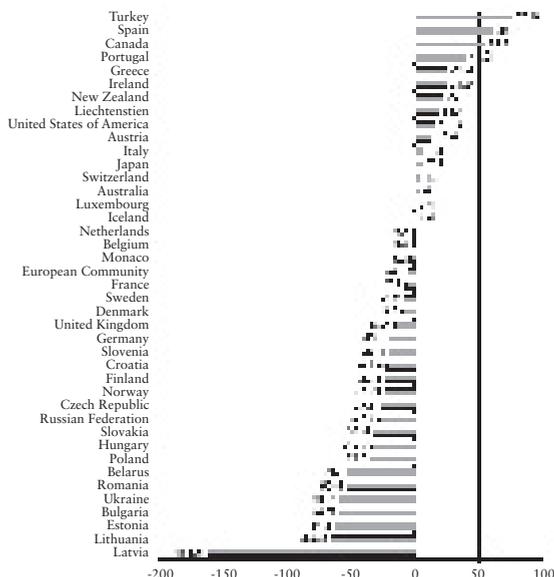
Figura 7.11. Alterações nas Emissões de Gases de Efeito de Estufa Excluindo o LULUCF (%)¹²⁴



Fonte: UNFCCC «National Greenhouse Gas Inventory Data for the Period 1990–2005», 24 /10/2007, p. 9.

¹²⁴ LULUCF significa *Land Use, Land-Use Change and Forestry*, dado que todos têm impacto no ciclo global do carvão e estas actividades podem emitir ou remover dióxido de carbono da atmosfera, contribuindo para as alterações climáticas.

Figura 7.12. Alterações nas Emissões de Gases de Efeito de Estufa com o LULUCF (%)



Note: For Croatia, Greece and Turkey, data from their 2006 submissions are used; for 2005, 2004 values are used as the latest available estimate.

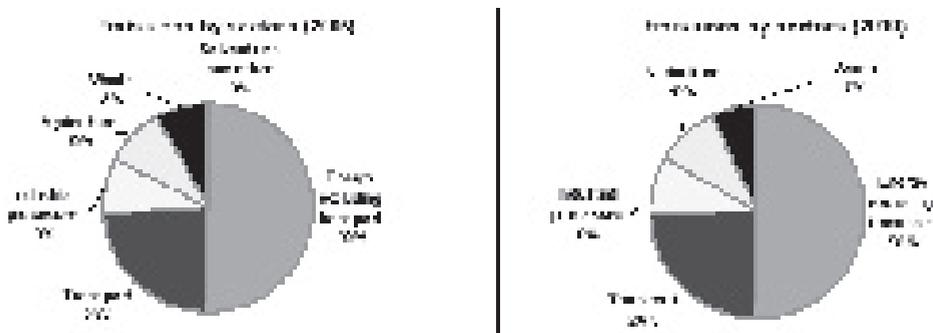
Fonte: UNFCCC «National Greenhouse Gas Inventory Data for the Period 1990–2005», 24 /10/2007, p. 10.

Não obstante, e como se pode observar pelas figuras 7.11 e 7.12, Portugal já se afastou em muito do seu compromisso: 42,8% (-27%) sem LULUCF e 40,5% com LULUCF.

O compromisso de Portugal em Quioto prevê que até 2012 o crescimento das emissões relativamente ao valor verificado em 1990 não exceda os 27%. Este afastamento de Portugal, desde 1990, da trajectória da meta de Quioto deveu-se, sobretudo, aos sectores da energia (50%) e dos transportes. Situação esta que segundo a European Environment Agency (EEA) se deverá manter em 2010, conforme se pode observar pela figura seguinte.

O sector de energia é claramente, de forma destacada, aquele que mais contribui para as emissões de CO₂ em Portugal. A título ilustrativo, em 2002, o consumo de petróleo foi responsável por cerca de 42% de emissões de CO₂ em Portugal, seguido pelo consumo de carvão (38%) e de gás natural (20%).

Figura 7.13. Evolução das Emissões de CO₂ por Sector de Actividade, em Portugal, entre 2005-2010



Fonte: EEA, *Greenhouse Gas Emission Trends and Projections in Europe 2007 – Portugal Country profile*, 2007, p.4.

A 3 de Dezembro de 2007, iniciaram-se as discussões sobre as bases das negociações, a serem desenvolvidas entre 2008 e 2009, para o estabelecimento de um novo acordo que substitua o Protocolo de Quioto, quando chegar ao fim a primeira fase do tratado em 2012. Os compromissos estabelecidos em Bali definem nos próximos anos políticas que aproximem as posições defendidas por cerca de 200 países com economias muito diferentes e que sofrerão de formas muito distintas as consequências do aquecimento global do planeta¹²⁵.

Para terminar,

«No que diz respeito à situação de Portugal, a Agência Europeia do Ambiente é bastante pessimista, referindo que, com as medidas actuais de contenção das emissões, o nosso país vai ultrapassar claramente o objectivo de crescimento das emissões de GEE em 27% até 2010. Através de medidas adicionais, Portugal pode, efectivamente, conter o crescimento das emissões, sem contudo

¹²⁵ Em Bali foram assumidos os seguintes compromissos: *roadmap* de Bali que será aprovado em Copenhaga em 2009; uma visão partilhada em relação ao objectivo a longo prazo para a redução de emissões de GEE; o reforço da acção internacional na mitigação; constituição de *building blocks* (adaptação, mitigação, tecnologia, finanças); criação de um Fundo de Adaptação; o Mecanismo do Desenvolvimento Limpo; boas práticas para o uso da terra, transformação do uso da terra e actividades de florestação; e recursos financeiros e de investimento – orçamento para 2008-2009.

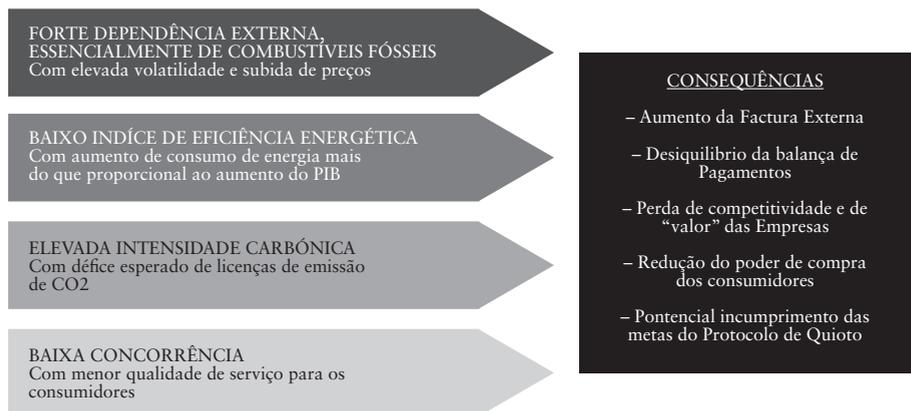
ser o necessário para cumprir o acordo. As actuais políticas existentes no nosso país com vista à contenção das emissões são a aposta na utilização mais eficiente da energia e a promoção das energias renováveis.»¹²⁶

7.1.2. A Estratégia Nacional para a Energia Portuguesa (2007-2010)¹²⁷

A política energética é fundamental para o desenvolvimento e para o bem-estar social das populações de um determinado país. Naturalmente, o sector energético tem um papel fundamental no contexto da economia nacional, dada a presença constante da energia em todos os sectores de actividade. A energia tem, sem dúvida, uma dimensão estratégica cujo fornecimento constitui um serviço essencial.

A figura seguinte sintetiza a envolvente energética nacional.

Figura 7.14. Contexto da Área Energética Nacional



Fonte: MEI, «Concorrência e Eficiência Energética – Uma Estratégia Nacional para a Energia», 29/9/05.

Em termos de directrizes gerais que têm orientado a política energética de Portugal, nos últimos anos, esta tem sido articulada no sentido de

¹²⁶ João Garcia Pulido; Pedro Fonseca, *op. cit.*, p. 358.

¹²⁷ Este subcapítulo é feito com base na «Estratégia Nacional para a Energia Portuguesa (2007-2010)», in *Política Energética – vol. I*, Ministério da Economia e da Inovação (MEI), Lisboa: MEI, 2007.

alcançar vários objectivos estratégicos, nomeadamente¹²⁸: i) reduzir as importações de energia de forma a reduzir a dependência externa; ii) assegurar o fornecimento contínuo de energia a preços reduzidos; iii) promover o desenvolvimento de fontes energéticas endógenas, bem como apoiar a sua produção e gestão de forma descentralizada; iv) reduzir a dependência do petróleo e diversificar os seus fornecedores; v) diversificar as fontes de energia e garantir a segurança de abastecimento; vi) diminuir o impacto ambiental provocado pela produção e utilização de energia; vii) reduzir a factura energética; viii) aumentar a eficiência e a conservação energéticas; ix) promover diligências no sentido de dinamizar a prospecção e possível exploração de petróleo e de gás natural em território nacional; x) apoiar a integração do mercado energético português no mercado de energia da União Europeia; xii) aumentar a qualidade do serviço.

Entre as principais medidas assumidas pelos poderes públicos nos últimos anos para colocar em prática os objectivos acima mencionados, destacam-se:

- Desenvolvimento de programas de apoio (subsídios, benefícios fiscais, etc.) ao desenvolvimento de fontes energéticas renováveis;
- Promoção de políticas tendentes a uma utilização mais eficiente da energia;
- Introdução e expansão da utilização do gás natural no nosso país;
- Liberalização e regulação dos mercados energéticos (gás natural, petróleo e electricidade);
- Ampliação da capacidade hidroeléctrica do país;
- Desenvolvimento do mercado ibérico de electricidade;
- Aumento da capacidade das reservas estratégicas de petróleo;
- Lançamento, em 2001, de uma ronda de licitação de blocos de exploração de hidrocarbonetos no *offshore* português.

Em suma pode afirmar-se que o sector da energia é estratégico para o aumento da competitividade da economia portuguesa, quer através da redução da factura energética, quer através de medidas para a protecção do ambiente, tendo em conta as alterações climáticas, quer através do contributo para a modernização tecnológica dos agentes económicos e das empresas.

¹²⁸ Cf. João Garcia Pulido; Pedro Fonseca, *op. cit.*, p. 270.

Tendo em conta a importância deste sector, foi aprovada a «Estratégia Nacional para a Energia»¹²⁹ que define as linhas mestras de orientação política e as medidas fundamentais para a área da energia, visando alcançar três grandes objectivos, nomeadamente:

- Garantir a segurança de abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética;
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores, a competitividade e a eficiência das empresas;
- Assegurar a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo os impactos ambientais à escala local, regional e global.

Esta Estratégia prevê a reestruturação do tecido empresarial do sector energético, através do alargamento do âmbito de actividade das principais empresas que nele operam, de forma a existir mais de um operador integrado relevante nos sectores de electricidade e de gás natural, em ambiente de concorrência. A Estratégia propõe, em termos de acção, cinco eixos de actuação, conforme se pode ver pela figura 7.15.

A Resolução desdobrou os objectivos do Programa do Governo para o sector energético e estabeleceu oito linhas de orientação através da criação das respectivas medidas e instrumentos legislativos e regulamentares, nomeadamente¹³⁰:

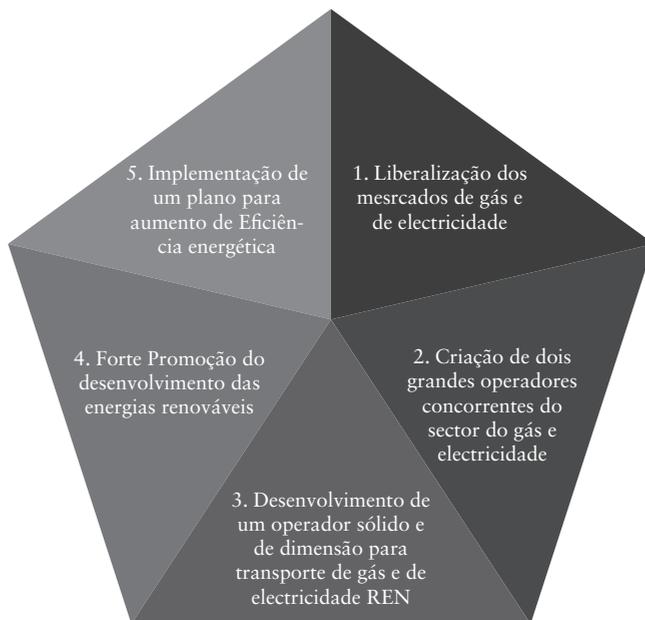
- Prosseguir a liberalização dos mercados do gás natural, da electricidade e dos combustíveis;
- Definir o enquadramento estrutural da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural;
- Reforçar as energias renováveis;
- Promover a eficiência energética;
- Aprovisionamento público «energeticamente eficiente e ambientalmente relevante»;
- Reorganizar a fiscalidade e os sistemas de incentivos do sistema energético;

¹²⁹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, DR I série-B, n.º 204, (5/10/24), pp. 6168-6176. Esta Resolução substitui a anterior Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril.

¹³⁰ Cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, DR I série-B, n.º 204, (5/10/24), pp. 6168-6176.

- Prospectivar a inovação em energia;
- Assegurar a comunicação, sensibilização e avaliação da «Estratégia Nacional para a Energia».

Figura 7.15. Estratégia Nacional para a Energia:
Solução com cinco Eixos de Actuação

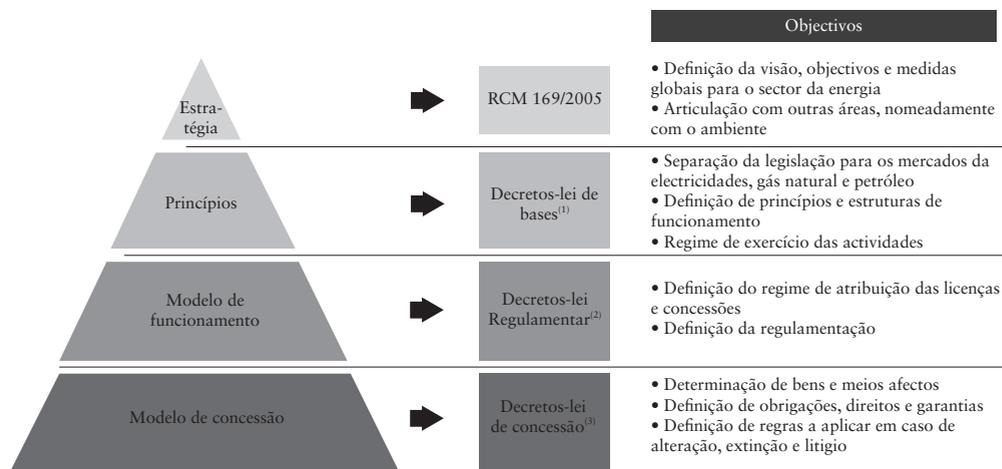


Fonte: MEI, «Concorrência e Eficiência Energética – Uma Estratégia Nacional para a Energia», 29/9/05.

Na sequência desta Resolução, o Ministério da Economia e da Inovação (MEI) procedeu à reestruturação da organização e do funcionamento dos três principais sistemas energéticos – electricidade, gás natural e petróleo – de forma a aumentar a concorrência através da liberalização dos mercados, nomeadamente através da transposição das directivas do mercado interno para a electricidade e para o gás natural. Esta reestruturação, seguindo uma lógica de pirâmide, foi concretizada através de decretos-lei conforme se pode observar pela figura 7.16.

No seguimento da reestruturação do sector, procederam-se a mudanças profundas na estrutura e funcionamento empresarial do sector. Assim, fez-se o *unbundling* do sector.

**Figura 7.16. Quadro Legal para o Sector da Energia
(Electricidade, Gás e Petróleo)**



(1) DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, para o mercado de electricidade, DL n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, para o mercado do GN e DL n.º 31/06, de 15 Fevereiro para o mercado de petróleo.

(2) DL n.º 172/2006, de 23 de Agosto, para o mercado de electricidade e DL n.º 140/2006, de 26 de Julho, para o mercado do GN.

(3) Anexo DL n.º 172/2006 para o mercado de electricidade e Anexo DL n.º 140/2006 para o mercado do GN.

Fonte: MEI, *Política Energética*, vol. I, 2007, p. 39.

O transporte e distribuição de gás natural e electricidade passaram a ser separados das respectivas actividades de comercialização visando uma maior competitividade e transparência do sector.

No caso da rede de transporte do gás natural e da electricidade, a separação foi total, passando a ser concentrada e detida pelo operador independente de transporte, a Redes Energéticas Nacionais (REN).

Na distribuição verifica-se uma separação jurídica, criando-se empresas de distribuição independentes para esta actividade no gás e na electricidade.

Neste âmbito Portugal lidera a reestruturação na União Europeia.

Entre 2005 e 2006 assistiu-se à criação de condições institucionais para assegurar um melhor funcionamento do mercado do gás e da electricidade e a estabilização dos modelos de governação dos actores nacionais.

Paralelamente, a política energética focalizou-se em três áreas fundamentais, nomeadamente:

- Energias renováveis – aposta diversificada nas vertentes da energia eólica, solar, biomassa e biocombustíveis;
- Energia termoeléctrica – atribuição de condições de ligação para novas centrais de ciclo combinado a gás e para futuras centrais de carvão limpo;
- Eficiência energética – aprovação de legislação e lançamento de programas para a eficiência energética dos edifícios e tomada de medidas na área dos transportes.

Para fazer face ao controlo da procura energética no sentido da sua contenção, foram implementadas medidas específicas visando os edifícios e os transportes, nomeadamente: certificação energética de edifícios, regulamentos de construção e água quente solar; imposto automóvel com base em emissões de CO₂; e plataformas logísticas e auto-estradas do mar.

Concomitantemente, o regulador independente da Energia – a ERSE – introduziu nos seus regulamentos de electricidade e de gás natural uma componente de incentivo à eficiência energética.

Após a implementação de um importante pacote de medidas, foram definidas novas metas para o período 2007-2010.

Com efeito, para este período, foram estabelecidos novos objectivos, tendo como pano de fundo a segurança energética e a protecção ambiental, nomeadamente:

- Aumento de 39% para 45% do consumo das energias renováveis na geração de energia eléctrica;
- Aumento de 5,75% para 10% do consumo de biocombustíveis nos transportes;
- Substituição do carvão por biomassa e resíduos em 10% (5% até este período), utilizado nas centrais de Sines e do Pego;
- Adopção de medidas de eficiência energética equivalentes a uma redução em 10% de consumo de energia até 2015.

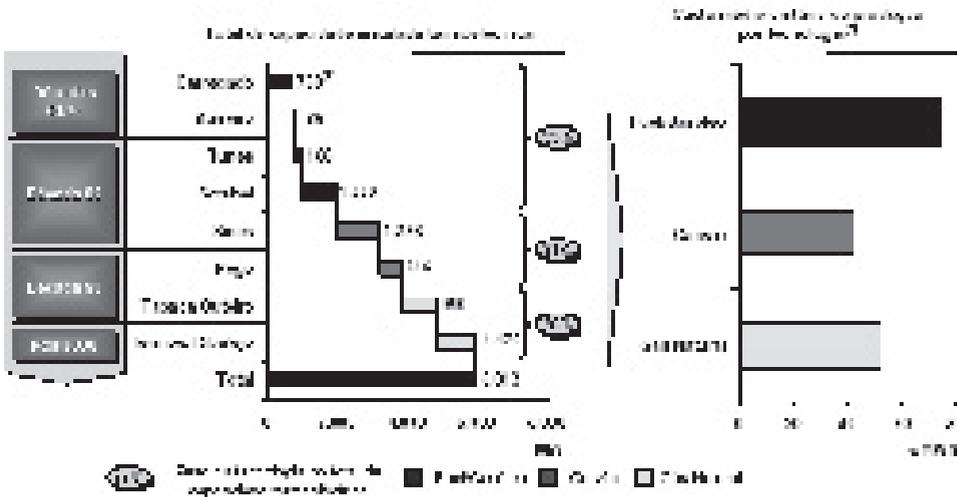
Apesar da desaceleração do consumo total de energia nos últimos anos, o consumo de energia nos edifícios continua a crescer significativamente, tendo-se verificado para este sector um aumento médio de 3,9% entre 2000 e 2005. Esta tendência é em parte explicada pela aproximação dos níveis de conforto habitacional à média europeia (nomeadamen-

te com o aumento do número de casas com aquecimento central), mas também pela ineficiência energética nos edifícios.

Em relação à energia termoelétrica prevê-se uma clara aposta no gás natural.

O parque termoelétrico em Portugal tem evoluído com a introdução de novas centrais e tecnologias mais eficientes. Do total de potência termoelétrica instalada em Portugal (6.013 MW), as mais recentes centrais a gás da Tapada do Outeiro e a Termoelétrica Ribatejo já representam um total de 36%, enquanto as tecnologias a *fuel*/gasóleo e carvão têm um peso de 33% e 31%, respectivamente (*vide* figura 7.17).

Figura 7.17. Evolução do Parque Termoelétrico Português



(1) Dois grupos da central do Carregado podem funcionar alternativamente a gás (como central de ciclo simples).
 (2) Incluindo custo de licenças de CO₂ (assumindo custo de médio/longo prazo de 20€/ton CO₂eq).
 Fonte: REN; DGGE.
 Fonte: MEI, *Política Energética - vol. I, 2007*, p. 28.

O parque termoelétrico nacional tem evoluído com a introdução de novas centrais e tecnologias mais eficientes. As mais recentes centrais a gás já representam 36% do total da potência térmica.

No entanto, e apesar desta evolução, no que respeita ao *mix* de produção com combustíveis fósseis, a tecnologia a *fuel* ainda tem um peso

considerável, cerca de 12%, quando comparado com os restantes países europeus, como demonstra a Figura 7.20.

Na vertente do *mix* de produção térmica, entre 2008-2010-2020, o governo tem previsto actuar em três fases, nomeadamente:

- **1.^a Fase – Até 2008 – Descomissionamento de ~400MW de potência instalada em centrais de *fuel*/gasóleo**
 - Dois grupos da central do Carregado;
 - Grupos III e IV da central de Tunes em 2008.
- **2.^a Fase – Até 2010 – Arranque de funcionamento da nova capacidade de ciclo combinado a gás (CCGT)**
 - Quatro centrais recentemente licenciadas (potência total de 3200 MW).
- **«Produção zero» com centrais a *fuel***
 - Maior *performance* ambiental e menor custo de produção por progressiva substituição de actuais centrais a *fuel* por gás.
- **Promoção da utilização de técnicas de co-combustão**
 - Substituição de 5% a 10% do consumo de carvão por biomassa nas centrais de Sines e do Pego.
- **3.^a Fase – Até 2020 – Promoção de tecnologias de sequestro de carbono**
 - Garantir a presença no grupo das 12 primeiras centrais de carvão limpo a operar no espaço da União Europeia;
 - Apostar na inovação.

O investimento será de € 1600M e 0,6 Mton CO₂eq/ano de redução de emissões.

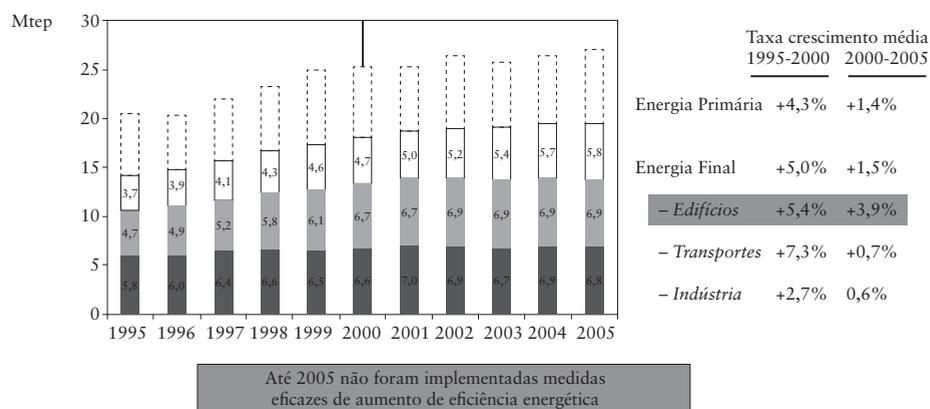
O aumento do consumo energético nos edifícios tem particular reflexo ao nível dos consumos de electricidade, uma vez que este sector é um dos principais utilizadores de energia eléctrica. De facto, se em termos de energia primária por unidade do PIB ou por crescimento, Portugal se aproxima dos níveis médios europeus, a nível do consumo de electricidade, as taxas de crescimento verificadas nos últimos anos encontram-se entre as mais altas da Europa (*vide* figura 7.18).

Apesar da desaceleração do consumo total, o consumo de energia nos edifícios continua a crescer significativamente. Esta desaceleração é justificada pela retracção económica e aumento dos preços do petróleo.

Tendo em vista a redução do consumo de energia, o governo aprovou uma série de medidas de redução de consumo de energia equivalentes a 10% do consumo energético até 2015, nomeadamente¹³¹:

- Até 2007 – i) introdução de taxas de carbono sobre lâmpadas menos eficientes e harmonização fiscal do gasóleo de aquecimento com o rodoviário; ii) alargar a taxa de carbono; iii) aos combustíveis industriais; iv) taxa de carbono combustíveis industriais às instalações não abrangidas pelo PNALE com regime de isenção para esforços de eficiência energética e Acordos Voluntários; v) aprovar um Plano de Acção para a Eficiência Energética ambicioso com o objectivo de conseguir medidas de redução equivalentes a 10% do consumo energético em 2015.
- Até 2010 – i) redução do consumo energético do Estado através do Plano de Compras Públicas Ecológicas; ii) plano de Compras Públicas Ecológicas aprovado em Conselho de Ministros; iii) substituir co-geração a *fuel* por gás natural (indústria).
- Até 2015 – i) implementar medidas de redução de consumo de energia equivalentes a 10% do consumo energético até 2015.

Figura 7.18. Consumo de Energia Primária e Final em Portugal por Sector



Fonte: MEI, *Política Energética – vol. I*, 2007, p. 30.

Como signatário do Protocolo de Quioto, Portugal assumiu uma série de compromissos. O Plano Nacional para as Alterações Climáticas

¹³¹ MEI, *op. cit.*, p. 33.

(PNAC 2006) prevê, num cenário de *Business as Usual*, um crescimento das emissões de CO₂ superior a 27% *versus* 1990, objectivo que foi estabelecido para Portugal no Protocolo de Quioto (*vide* figura 7.22).

Como já se viu, o sector da energia é, de forma destacada, o que mais contribui para as emissões de CO₂ em Portugal.

Actualmente, o maior crescimento das emissões verifica-se essencialmente nos sectores dos transportes e doméstico/serviços. Estima-se que estes sectores registem crescimentos de 104% e 134%, respectivamente, até 2010.

Face ao exposto, foram definidas medidas para inverterem esta tendência. As medidas base propostas no PNAC 2006 prevêem uma redução das emissões de CO₂ em 10,6 Mt, projectando, para 2010, um nível total de emissões de 84,6 Mt Portugal teve, por isso, necessidade de recorrer a medidas adicionais e mecanismos alternativos para cobrir o défice previsto de 7,4 Mt de CO₂ relativamente ao objectivo de Quioto.

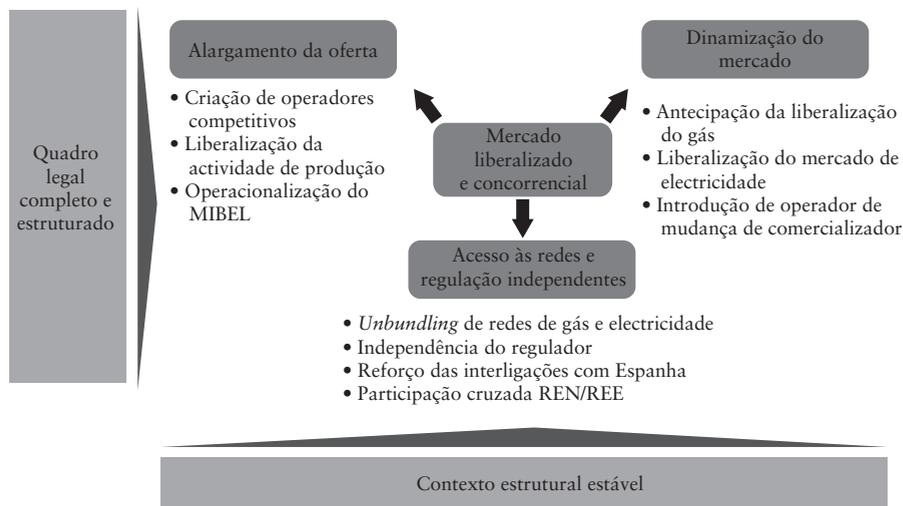
A Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006 introduziu um conjunto de medidas agressivas para cumprir Quioto, que passam por um reforço de medidas e pela criação de um Fundo Português de Carbono. Estas novas medidas terão um impacto de redução de emissões de 3,7 Mt cada.

As medidas na área da energia representam a principal aposta de Portugal no combate às alterações climáticas. Cerca de 70% das medidas previstas no PNAC incidem sobre o sector da energia. Estas medidas permitirão reduzir 9,9 Mt CO₂/ano até 2010, com destaque para o impacto das medidas do cenário de referência na área das renováveis, introdução da directiva dos biocombustíveis e aumento de eficiência do parque eólico, e para as medidas adicionais propostas na eficiência da procura, conforme se pode verificar pela figura seguinte.

Num contexto de fortes mudanças a nível do mercado energético europeu, o governo estabeleceu, na «Estratégia Nacional para a Energia», o objectivo de estimular e favorecer a concorrência como um dos três pilares a instituir no sector, a par da garantia do abastecimento e da adequação ambiental. Esta vertente assenta na criação de um mercado de energia liberalizado e concorrencial.

A nível da oferta e da procura, visa-se um acesso às redes e regulação independentes.

Figura 7.19. Sector da Energia: Criação de um Mercado Liberalizado e Concorrencial



Fonte: MEI, *Política Energética – vol. I*, 2007, p. 38.

Ao longo de 2005-2006, foram promovidas mudanças profundas em toda a cadeia de valor do sector da energia nas três áreas-chave mencionadas, conforme se pode ver pela figura seguinte.

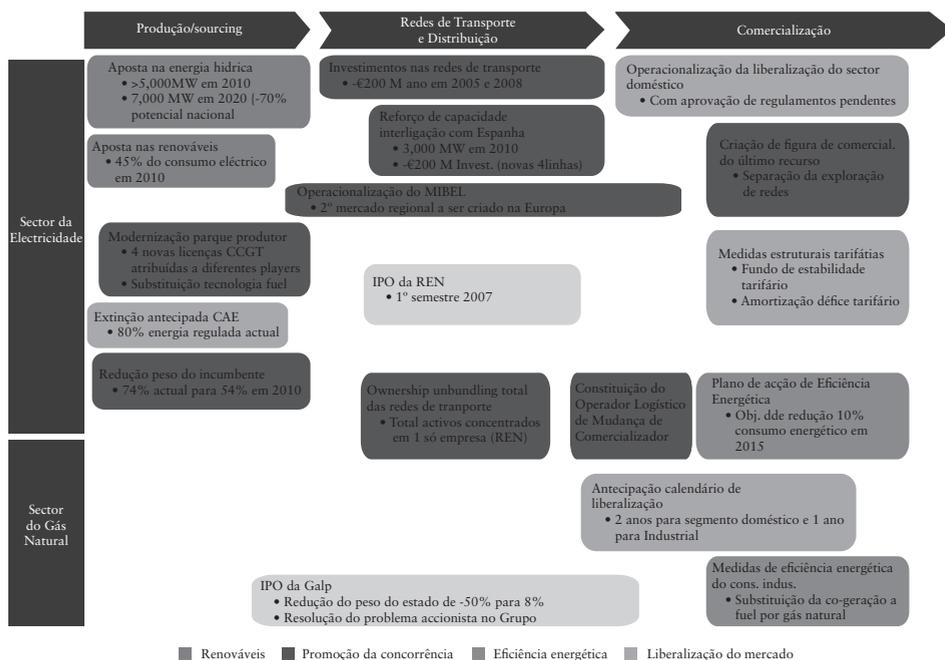
Portugal já se encontra na linha da frente europeia em várias vertentes da política energética no que respeita à competitividade, com efeito:

- Está entre os três países com *unbundling* total das redes de gás e electricidade (e com activos concentrados na mesma empresa);
- Está entre os seis países com menor peso do Estado nos agentes de mercado energético (a par do Reino Unido, Alemanha, Bélgica, Espanha e Irlanda);
- É o segundo mercado regional implementado na Europa (30 milhões de consumidores);
- Tem um dos objectivos mais ambiciosos de capacidade interligação na porta de consumo (>20% em 2010; actualmente já >10%);
- Detém um dos cinco modelos regulatórios de energia mais independentes.

Em todos estes aspectos, a questão do preço da energia é um tema de grande importância e funciona como um dos indicadores da realidade competitiva nos vários segmentos do sector. Ao analisar os preços

praticados a domésticos e industriais verifica-se que, no geral, os preços em Portugal já se situam abaixo da média da União Europeia (excepto os preços a domésticos no mercado do gás), embora acima de países de maior proximidade e com maior tendência para comparação como a Espanha e França.

Figura 7.20. Alterações na Cadeia de Valor no Sector da Electricidade e do Gás Natural



Fonte: MEI, *Política Energética – vol. I, 2007*, p. 40.

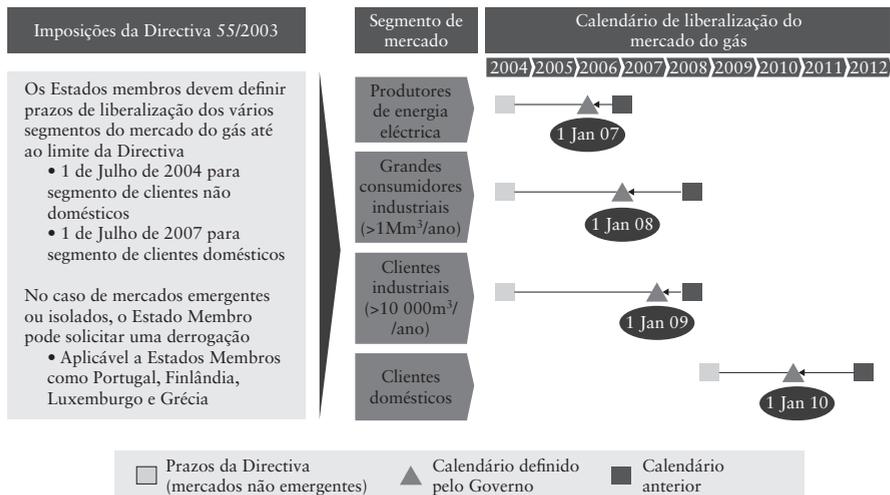
Relativamente ao mercado do gás, em linha com a política de abertura dos mercados energéticos, o governo decidiu antecipar as datas de liberalização, adiantando em dois anos a conclusão da liberalização do mercado e um ano do industrial.

Esta liberalização do mercado de gás será fundamental para assegurar a entrada de novos concorrentes no sector assim como uma maior transparência ao nível das tarifas praticadas.

Ainda no contexto da liberalização do mercado de energia, foram tomadas outras medidas no sentido de facilitar o processo de promoção de

livre escolha do consumidor. Essas medidas passam pela criação de um operador logístico de mudança de comercializador e de um comercializador de último recurso.

Figura 7.21. Mercado do Gás Natural: Datas da Liberalização



Fonte: MEI, *Política Energética – vol. I*, 2007, p. 49.

Foi criada uma estrutura organizacional com redes de electricidade e gás natural independentes – *unbundling* de redes que, em conjugação com um modelo isento de regulação e de supervisão de mercado, constituem um dos pilares para o sector da energia.

Portugal é um dos cinco países europeus a implementar o conceito de *ownership unbundling* total das redes de transporte e um dos três, a par do Reino Unido e da Dinamarca, a concentrar estes activos na mesma empresa.

Neste quadro da reestruturação do sector energético, face aos objectivos de concentração num único grupo empresarial das infra-estruturas reguladas de transporte de electricidade e gás natural, o governo autorizou a REN a reformular a sua estrutura organizacional, vindo esta a constituir uma *holding* – REN, Redes Energéticas Nacionais.

Em suma, a política energética apresenta-se como um factor importante para o crescimento sustentado da economia portuguesa e da sua competitividade. A nível empresarial, contribui para criar as condições concorren-

ciais necessárias ao desenvolvimento de empresas eficientes e modernas, induzindo a redução do preço dos factores e potenciando investimentos em áreas de elevada componente tecnológica. No segmento doméstico, tem um impacto relevante na economia e qualidade de vida das famílias.

7.1.3. Caracterização da Cadeia de Valor do Petróleo e do Gás Natural

Cadeia de Valor do Petróleo

O petróleo extrai-se mediante a perfuração de um poço. Se a pressão dos fluidos for suficiente, levará à saída natural do petróleo através do poço que está ligado por uma rede de oleodutos até ao seu tratamento, onde é desidratado e estabilizado, eliminando os compostos mais voláteis. Posteriormente, é transportado até às refinarias ou instalações de tratamento. A medida técnica e financeira do petróleo é o barril, o qual corresponde a 158,98 litros.

Os componentes químicos do petróleo são separados e obtém-se a destilação através de um processo de refinação. Assim, são extraídos diferentes produtos, destacando-se: propano, butano, gasolina, querosene, gasóleo, óleos lubrificantes, asfaltos, carvão de coque, etc.

Com efeito, desde a sua descoberta até chegar ao consumidor final, o petróleo passa por uma cadeia de actores e de actividades, nomeadamente: 1) descoberta; 2) extracção; 3) transporte (via marítima, via oleoduto, via ferroviária); 4) abastecimento das refinarias para a transformação do petróleo bruto em produtos derivados; 5) organização da entrega aos grossistas que por sua vez distribuem aos consumidores particulares e às indústrias.

Esta cadeia normalmente divide-se em duas partes:

- 1. A montante ou *upstream*** (Pesquisa – Perfuração – Exploração) – Nesta fase há que deter um bom domínio mineiro sobre a zona de interesse. Importa avaliar o risco político e económico subjacente à zona de interesse. Outro parâmetro na selecção da zona de interesse é a logística. Há ainda que ter em conta a questão das concessões. Seguidamente inicia-se a actividade da produção, a qual termina com o transporte via oleoduto ou por navios até aos terminais petrolíferos, geralmente marítimos.

2. A jusante ou *downstream* (Transporte – Refinaria – Distribuição) –

A primeira parte desta fase tem lugar com o transporte para o aparelho refinador¹³². Segue-se a refinação, a logística e o *marketing*.

Perante esta estrutura organizativa surgem três patamares:

1. Estrutura do mercado de produção bruta – Patamar internacional;
2. Refinaria – Patamar regional;
3. Distribuição – Patamar local.

Cadeia de Valor do Gás Natural

Em relação ao gás natural, este encontra-se na natureza em jazigos semelhantes aos do petróleo, e também associado ao carvão e ao petróleo; não obstante, nos jazigos actuais, o gás não se encontra associado¹³³.

O gás natural encontra-se na natureza impregnando os poros e as fissuras de uma camada de terreno chamada rocha armazém, a qual é impermeável, porque se não o fosse estes hidrocarbonetos escapariam.

As fases que se devem seguir na exploração de gás natural são as seguintes: i) prospecção geológica e geofísica; ii) perfuração de poços «selvagens» ou de poços que foram objecto das primeiras sondagens; iii) perfuração de poços de avaliação; iv) colocação dos dispositivos de evacuação do gás; v) do ponto de vista económico, a sondagem é o processo mais oneroso da exploração petrolífera, representando entre 40% a 65% dos custos técnicos da produção por cada tonelada extraída.

Após a exploração seguem-se mais quatro fases até chegar ao consumidor final, nomeadamente: 1) extracção; 2) tratamento; 3) transporte (de gás natural via gasoduto ou de GNL via marítima); e distribuição.

À semelhança do que se passa na organização do petróleo, também o gás natural está dividido em dois sectores: o *upstream* (Prospecção –

¹³² Este transporte pode ser feito através de diversos meios como, por exemplo, os camiões-cisterna e as cisternas ferroviárias. Porém, os meios mais utilizados são os oleodutos e os navios petroleiros. Normalmente, os países que detêm uma maior capacidade de produção de petróleo têm as suas refinarias o mais perto possível das áreas de exploração. Em relação aos países importadores, o seu dispositivo refinador situa-se junto à costa e próximo dos principais centros de consumo de derivados que serão abastecidos através de um aparelho logístico de transporte.

¹³³ Chama-se gás «associado» quando este está misturado com o petróleo bruto e «não associado» quando se encontra no solo.

Perfuração – Exploração) e o *downstream* (Transporte – Tratamento – Distribuição).

Na área dos combustíveis, compete à Direcção-Geral de Energia e Geologia¹³⁴, nomeadamente:

- Promover e participar na elaboração de legislação e regulamentação relativa ao licenciamento das actividades, à responsabilidade técnica, à segurança e à eficiência de instalações de produção, transformação, armazenamento, transporte e distribuição de combustíveis.
- Proceder ao licenciamento de instalações petrolíferas e infra-estruturas de gás natural e de GPL canalizado, que lhe estejam cometidas por lei, e proceder à fiscalização das mesmas.
- Proceder ao licenciamento e acompanhamento das actividades de comercialização de carburantes, de gás natural e de GPL canalizado e desempenhar as competências regulatórias que sejam atribuídas à DGEG nos referidos sectores.
- Garantir a segurança técnica e de abastecimento de combustíveis fósseis sólidos e produtos derivados do petróleo, incluindo o GPL canalizado e o gás natural.
- Exercer a tutela sobre as entidades reconhecidas – instaladoras, montadoras, exploradoras e inspectoras de redes e ramais e instalações de combustíveis, nos termos da lei e dos respectivos estatutos.
- Coordenar os procedimentos técnicos e administrativos relativos às instalações de combustíveis, da responsabilidade das direcções regionais de economia.
- Monitorizar o cumprimento das obrigações das entidades concessionárias e licenciadas e das obrigações nacionais e internacionais relativas a reservas obrigatórias de produtos de petróleo e de gás natural.
- Apoiar a execução de programas de controlo de qualidade de combustíveis destinados ao consumo, assegurando a interface com as instâncias comunitárias.
- Promover a segurança de pessoas e bens e a defesa dos consumidores apoiando a aplicação da regulamentação técnica de segurança,

¹³⁴ DGEG, *op. cit.*, 2008, *online*, disponível em, <http://www.dgge.pt/>.

junto das entidades sectoriais e do público em geral, e participar na elaboração dos instrumentos de gestão e ordenamento territorial.

- Proceder à análise e avaliação das causas dos incidentes provocados pelo uso de combustíveis ou ocorridos em instalações.
- Apreciar ou propor para aprovação regulamentos de segurança, projectos tipo, guias e especificações técnicas relativas ao projecto, construção e exploração de instalações de combustíveis.

*Sector Upstream do Petróleo e do Gás Natural em Portugal*¹³⁵

Só recentemente é que o poder político nacional reconheceu o elevado potencial que o território nacional tem em termos de recursos geológicos, através das grandes opções económicas e estratégicas de Portugal.

No âmbito dos recursos geológicos, existentes ou potencialmente existentes, capazes de gerar energia, esta é ainda uma área pouco explorada e onde é necessário assumir políticas conducentes à concretização de projectos, sejam eles de utilização de recursos renováveis ou de prospecção, pesquisa e exploração de hidrocarbonetos, para os quais se tem vindo a revelar grande potencial em Portugal (existência de estruturas geológicas capazes de albergar reservatórios potencialmente interessantes), em especial no *deep-offshore*, isto é, na Plataforma Continental Portuguesa, entre os 200 e os 2000 metros de profundidade.

Ao longo dos últimos 30 anos, Portugal adquiriu um conhecimento sobre os recursos energéticos nacionais, resultado da campanha sísmica efectuada no *deep-offshore* português pela a TGS-NOPEC, que revelou a existência de várias estruturas geológicas potencialmente interessantes para a acumulação de hidrocarbonetos. Daí que Portugal deverá promover o potencial petrolífero e incentivar à pesquisa atraindo investimentos internacionais nesta área.

Antes de caracterizar o sector *upstream* petrolífero em Portugal, há que ressaltar que na indústria do petróleo nacional apenas não existe a exploração, pois a pesquisa de reservas de hidrocarbonetos ainda não

¹³⁵ Este ponto foi em parte desenvolvido com base na informação disponibilizada pela Direcção-Geral para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (DGPE), da DGEG, *online*, disponível em http://www.dgge.pt/dpep/intro_pt.htm.

permitiu detectar petróleo em quantidade que permita a sua extracção em condições economicamente viáveis.

Sector Upstream do Petróleo

Em Portugal, as primeiras sondagens de pesquisa foram efectuadas no início do século passado. Estas foram, na maioria, pouco profundas e localizadas junto à ocorrência de rochas impregnadas por petróleo à superfície (*seeps*), no *onshore*, a norte e a sul da bacia Lusitânica.

Em 1938 foi emitido um alvará de concessão para pesquisa de petróleo e substâncias betuminosas, abrangendo as bacias Lusitânica e do Algarve. Por várias vezes houve transmissão dos direitos desta concessão, que se manteve activa até 1968.

Durante o período de vigência da concessão foram adquiridos, no *onshore* da bacia Lusitânica, cerca de 3264 quilómetros de sísmica de reflexão, na maioria monocal, levantamentos de gravimetria e um pequeno levantamento magnético perto de Lisboa. Nesta bacia foram ainda efectuadas 78 sondagens de pesquisa, das quais apenas 33 atingiram profundidades superiores a 500 metros. Muitas destas sondagens apresentaram fortes indícios de petróleo e algumas atingiram produção subcomercial. Durante este período, na bacia do Algarve, apenas foram efectuados levantamentos de gravimetria.

Depois do abandono desta concessão, sob nova legislação de petróleo, as áreas de prospecção e pesquisa, *onshore* e *offshore*, foram divididas em blocos, tendo por base uma malha regular, e postas a concurso internacional. Do concurso resultou a assinatura de 30 contratos para áreas no *offshore*, em 1973 e 1974. O último destes contratos terminou em 1979. Durante este período foram realizados cerca de 21 237 quilómetros de levantamentos sísmicos de reflexão multicanal, gravimétricos e magnéticos. Para além destes levantamentos foram efectuadas 22 sondagens, cinco das quais na bacia do Porto, 14 na bacia Lusitânica e três na bacia do Algarve. Todas as sondagens foram fechadas e abandonadas, embora algumas tenham apresentado muito bons indícios de petróleo, e duas delas, Moreia-1 e 14 A-1, produziram pequenas quantidades de óleo em *drillstem tests*.

Depois de 1979, a pesquisa abrandou consideravelmente no *offshore*. Todavia, em 1978 ressurgiu o interesse pelo *onshore*. Assim, de 1978 a 2004, foram atribuídas 39 áreas, das quais 23 concessões no *onshore* da

bacia Lusitânica (duas destas abrangem lotes no *onshore* e no *offshore*), 15 concessões no *offshore* (11 na bacia do Porto, três na bacia do Algarve e uma na bacia Lusitânica) e uma licença de avaliação prévia no *deep-offshore* da bacia do Algarve. Durante este período foram efectuadas 28 sondagens, das quais 23 no *onshore* da bacia Lusitânica e cinco no *offshore* (três na bacia do Porto e duas na bacia do Algarve). Também em muitas destas sondagens foram encontrados bons indícios de petróleo, sobretudo óleo. Foram ainda adquiridos cerca de 36 000 quilómetros de sísmica convencional, dos quais cerca de 27 600 quilómetros no âmbito de campanhas de sísmica multi-cliente – cerca de 4600 quilómetros pela GSI em 1984 e cerca de 23 000 quilómetros pela TGS-NOPEC de 1999 a 2002.

Na sequência do levantamento sísmico e gravimétrico no *deep-offshore* realizado pela TGS-NOPEC, em 1999-2002, foi lançado, em 2002, o «Concurso Público para Atribuição de Direitos de Prospecção, Pesquisa, Desenvolvimento e Produção de Petróleo no *Deep-Offshore*». O grupo formado pelas empresas Repsol-YPF (Espanha) e RWE-Dea (Alemanha) candidatou-se aos blocos 13 e 14, que foram adjudicados em 2005.

O primeiro passo para o restabelecimento da confiança em Portugal por parte do sector internacional vai ser a assinatura dos contratos dos blocos 13 e 14 com o consórcio Repsol/RWE.

Actualmente, o operador histórico norte-americano, a Mohave Oil & Gas Corporation, é detentor de duas concessões no *onshore* da bacia Lusitânica. Na região de Alcobaça, a Mohave encontrou fortes indícios de gás em duas das sondagens realizadas. Na região de Torres Vedras, a Mohave tem realizado um conjunto de sondagens, com recuperação de óleo em fracturas. A empresa adquiriu ainda 760 quilómetros de sísmica no *offshore* e 224 quilómetros no *onshore*. Esta sísmica e estas sondagens já foram consideradas nos totais atrás referidos.

Tabela 7.1. Situação Actual das Concessões em Portugal

Local da Exploração		Contratos de Concessão	
Zona	Área	Empresas	Data da Assinatura
<i>On/Offshore</i> – Bacia Lusitânica	Cabo Mondego-2, S. Pedro de Mel-2, Aljubarrota-3, Rio Maior-2 e Torres Vedras-3	Mohave Oil and Gas Co.	3/8/2007

Local da Exploração		Contratos de Concessão	
Zona	Área	Empresas	Data da Assinatura
<i>Deep-Offshore</i> – Bacia de Peniche	Áreas Camarão, Amêijoa, Mexilhão e Ostra	Petrobras International Braspetro B.V., Petróleos de Portugal – Petrogal S.A. e Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation, em consórcio («Petrobras -50% / Galp – 30% / Partex 20%»).	18/5/2007
<i>Deep-Offshore</i> – Bacia do Alentejo	Lavagante, Santola e Gamba	Hardman Resources Ltd., Petróleos de Portugal – Petrogal S.A. e Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation, em consórcio («Hardman/Galp/ Partex»).	21/2/2007
<i>Deep-Offshore</i> – Bacia do Algarve	Lagosta (Bloco 13) e Lagostim (Lagostim)	Os contratos de concessão já adjudicados deverão em breve ser assinados com as empresas Repsol Exploración S.A. e RWE Dea AG, em consórcio.	Deverão ser assinados em breve.

Fonte: DGEG – Direcção-Geral para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (DGPE), «Informações», 2008.

Portugal importa a totalidade do petróleo que consome. Essas importações são efectuadas por navio. Actualmente, Portugal não dispõe de qualquer frota digna desse nome¹³⁶. O país não dispõe de nenhum armador com capacidade de transporte de petróleo bruto e depende totalmente do internacional. Em relação aos terminais petrolíferos marítimos, Portugal possui dois: um em Leixões e outro em Sines, junto às refinarias.

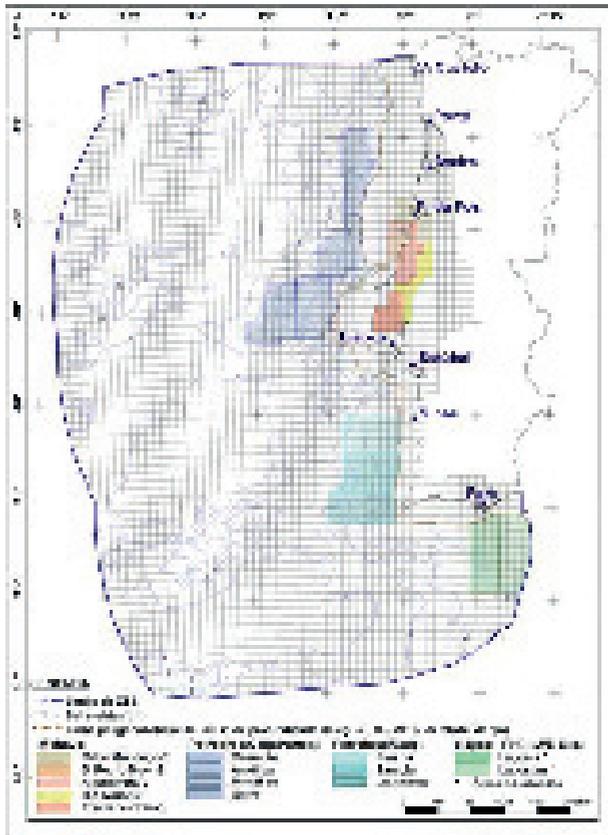
Para terminar, há que mencionar que na área da Pesquisa e Exploração de petróleo, compete à Direcção-Geral de Geologia e Energia, designadamente:

- Gerir, organizar e integrar todos os dados e informação técnica resultantes das actividades de pesquisa e exploração de petróleo e outros dados relevantes;
- Promover e realizar estudos especializados orientados para a valorização dos recursos petrolíferos;

¹³⁶ Em 2004, os activos da Soponata foram vendidos à empresa norte-americana General Maritime.

- Promover junto das empresas o conhecimento do potencial petrolífero das bacias sedimentares portuguesas;
- Negociar e assegurar os procedimentos relativos aos processos de atribuição (por negociação directa ou concurso público), transmissão e extinção de direitos de pesquisa e exploração de petróleo;
- Elaborar e acompanhar a execução das licenças de avaliação prévia e dos contratos de concessão;
- Apreciar programas de trabalho e projectos técnicos específicos no âmbito da execução dos contratos;
- Acompanhar e fiscalizar as actividades decorrentes dos contratos e o cumprimento das disposições legais e regulamentares em vigor, nomeadamente no que respeita à segurança e à protecção do ambiente.

Figura 7.22. Situação Actual das Concessões em Portugal



Fonte: DGPE, «Informações», Janeiro 2008.

Sector Upstream do Gás Natural

Em termos de extracção e produção do gás natural, aplica-se o mesmo do exposto relativamente ao segmento idêntico da indústria petrolífera.

O Sector Downstream do Petróleo e do Gás Natural em Portugal¹³⁷

Downstream do Petróleo – Refinação

A **refinação** é a actividade que procede à transformação de petróleo bruto, de outros hidrocarbonetos líquidos naturais e de produtos semi-fabricados, para fabrico de produtos de petróleo.

O aparelho refinador nacional é constituído pelas duas refinarias de Sines e do Porto, as quais asseguram cerca de 88% das necessidades de combustíveis petrolíferos do país. A sua capacidade de armazenagem assegura também grande parte das reservas nacionais.

A nível da Península Ibérica, as duas refinarias representam cerca de 21% da capacidade de refinação (14,5 milhões de toneladas/ano de capacidade de destilação).

Em termos genéricos:

- A Refinaria de Sines iniciou a sua produção em 1979. Dispõe de uma capacidade nominal 223 000 barris por dia, de uma capacidade de destilação instalada de 10,4 Mt/ano e de uma configuração processual orientada para a maximização da produção de gasolinas (*gasoline orientated*) a partir da matéria-prima, dispondo para isso de meios de conversão catalítica de destilados muito pesados – Unidade FCC (*Fluidic Catalytic Cracking*). Esta aptidão processual permite reduzir a produção de fuelóleo e acrescenta mais valor à produção de produtos refinados por tonelada de petróleo bruto tratada.
- A Refinaria do Porto iniciou a sua actividade em 1969. Com uma capacidade nominal de 91 000 barris por dia, dispõe de uma capacidade de destilação instalada de 4,5 Mt/ano e a sua configuração processual privilegia a produção simultânea de combustíveis,

¹³⁷ Ponto realizado com base na informação da DGEG, *online*, disponível em, <http://www.dgge.pt/>.

óleos base, lubrificantes, produtos aromáticos de base para a indústria petroquímica (*petrochemical feedstocks*), solventes industriais e ceras de petróleo.

A GALP Energia, através da Petrogal, é proprietária destas duas refinarias e detém o monopólio da refinação no país. De salientar que se trata de duas entidades de natureza complementar, visando Matosinhos, sobretudo, a produção de matérias-primas para as indústrias química e petroquímica, enquanto Sines integra dois grupos de unidades de processo, um *cracking* e outro de gasolinas.

Nos últimos anos, mercê de sucessivos projectos de reconfiguração processual, a Petrogal tem vindo a adequar o seu aparelho refinador não só à produção de combustíveis de acordo com as especificações ambientais, mas também ao alinhamento das suas instalações com as melhores técnicas disponíveis.

Downstream do Petróleo – Armazenamento de Petróleo Bruto e de Produtos de Petróleo

O armazenamento diz respeito à manutenção de petróleo bruto e de produtos de petróleo em reservatórios situados em instalações devidamente autorizadas, englobando cavernas, para fins logísticos, de consumo ou de constituição de reservas de segurança, para uso próprio ou de terceiros, incluindo instalações de venda a retalho, e com exclusão da manutenção de produtos em vias de fabrico nas refinarias ou noutras instalações petrolíferas industriais.

O armazenamento de petróleo bruto e de produtos de petróleo em reservatórios situados em instalações devidamente autorizadas, incluindo cavernas, para fins logísticos, de consumo ou de constituição de reservas de segurança é feito em grandes instalações de armazenamento, estrategicamente distribuídas pelo território nacional (continente e ilhas) e, normalmente, localizadas nas imediações de grandes centros consumidores ou importantes eixos viários.

Estas instalações encontram-se ligadas a terminais marítimos ou a refinarias através de sistemas de transporte de produtos de petróleo por conduta, vulgo oleodutos.

As duas refinarias nacionais são importantes entrepostos de armazenagem de produtos e possuem todos os dispositivos para proceder à car-

ga para a distribuição, estando munidas de dispositivos de enchimento dos diversos tipos de combustíveis a fim de que estes sejam lançados no mercado de retalho.

De destacar o entreposto logístico do parque de armazenagem e enchimento de Aveiras de Cima. Construído pela Companhia Logística de Combustíveis, S.A., está em operação desde 1996. Este projecto estratégico e ambiental é, sem dúvida, uma mais-valia para a distribuição de produtos em Portugal. Este equipamento é composto por um oleoduto multiproduto, com um comprimento de 147,4 quilómetros, para transportar, de forma sequencial e por ciclos ordenados, diversos produtos petrolíferos (gasóleo, gasolinas, butano, propano e Jet-A1) da refinaria de Sines para o parque de armazenagem situado em Aveiras de Cima.

Com origem na refinaria de Sines da Petrogal, onde se localiza a estação de bombagem principal, o oleoduto tem, na sua actual configuração, uma capacidade de transporte de quatro milhões de toneladas/ano de hidrocarbonetos líquidos e liquefeitos, e foi o primeiro na Europa a transportar simultaneamente combustíveis líquidos e gases de petróleo liquefeitos.

Downstream do Petróleo – Distribuição e Comercialização do Petróleo

A **distribuição** diz respeito à veiculação de produtos de petróleo através de equipamentos móveis (rodoviários, ferroviários e embarcações) ou fixos (redes e ramais de condutas), tendo em vista o abastecimento de clientes finais, ou de instalações de armazenamento destinadas ao abastecimento directo de clientes finais.

O exercício da actividade de distribuição de produtos de petróleo por conduta não carece de licenciamento autónomo, mas depende do licenciamento das instalações, tendo em conta a idoneidade e capacidades técnica, económica e financeira do requerente, a conformidade do respectivo projecto com a política energética nacional, os planos de ordenamento do território e os objectivos de política ambiental, nos termos a definir em legislação complementar.

As condições a que deve obedecer o acesso, o licenciamento e o exercício da actividade de distribuição de produtos de petróleo pelas outras

vias são estabelecidas no âmbito da legislação do sector dos transportes e demais legislação específica aplicável.

Em Portugal a distribuição de produtos petrolíferos é essencialmente efectuada por cisternas, estando a sua tecnologia associada ao regulação do transporte rodoviário de mercadorias perigosas.

Em 2002, os principais operadores no território nacional eram a Galp, Shell, BP, Repsol, Cepsa, Exxon, Total e Agip, que conjuntamente detinham 96% das vendas de produtos petrolíferos em Portugal.

Os Decretos-Lei n.º 30/2006 e 31/2006, de 15 de Fevereiro, vieram introduzir novos conceitos para o exercício da actividade de **comercialização** de petróleo bruto e produtos de petróleo.

A comercialização envolve a compra e venda de petróleo bruto ou de produtos de petróleo para comercialização a clientes finais, ou outros intervenientes, no Sistema Petrolífero Nacional. O exercício da actividade é livre, ficando sujeito a licença, nos termos da regulamentação do Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de Fevereiro, e às disposições legais em matéria fiscal e aduaneira.

Os requisitos aplicáveis ao exercício da actividade e as obrigações a que ficam sujeitos, nomeadamente quanto à obrigação e regularidade do fornecimento e à publicitação dos preços praticados, serão estabelecidos em legislação complementar.

São comercializadores de petróleo bruto e de produtos de petróleo:

- Comercializador grossista – a pessoa singular ou colectiva que introduz no território nacional petróleo bruto para refinação ou produtos de petróleo para comercialização, não incluindo a venda a clientes finais.
- Comercializador retalhista – a pessoa singular ou colectiva que comercializa produtos de petróleo em instalações de venda a retalho, designadamente de venda automática, com ou sem entrega ao domicílio dos clientes.

A venda de combustíveis processa-se nos tradicionais postos de abastecimento, cuja operação está ligada às tecnologias de movimentação de fluidos e controlo de sistemas, às técnicas de *marketing* e comunicação, e contacto e assistência técnica a clientes. A título ilustrativo, em 2007, existiam mais de 2500 postos de abastecimento, dos quais 1038 eram operados pela GALP.

Downstream do Gás Natural – Transporte

O gás natural pode ser liquefeito, para que possa ser **transportado** em navios metaneiros, ou através de gasodutos na forma gasosa. Junto dos pólos de consumo, urbanos e/ou industriais, o gás natural (GN) passa dos gasodutos para as redes de distribuição através das quais é fornecido aos utilizadores finais.

Pelo facto de chegar até ao consumidor final na sua forma original, o GN é considerado uma forma de «Energia Primária».

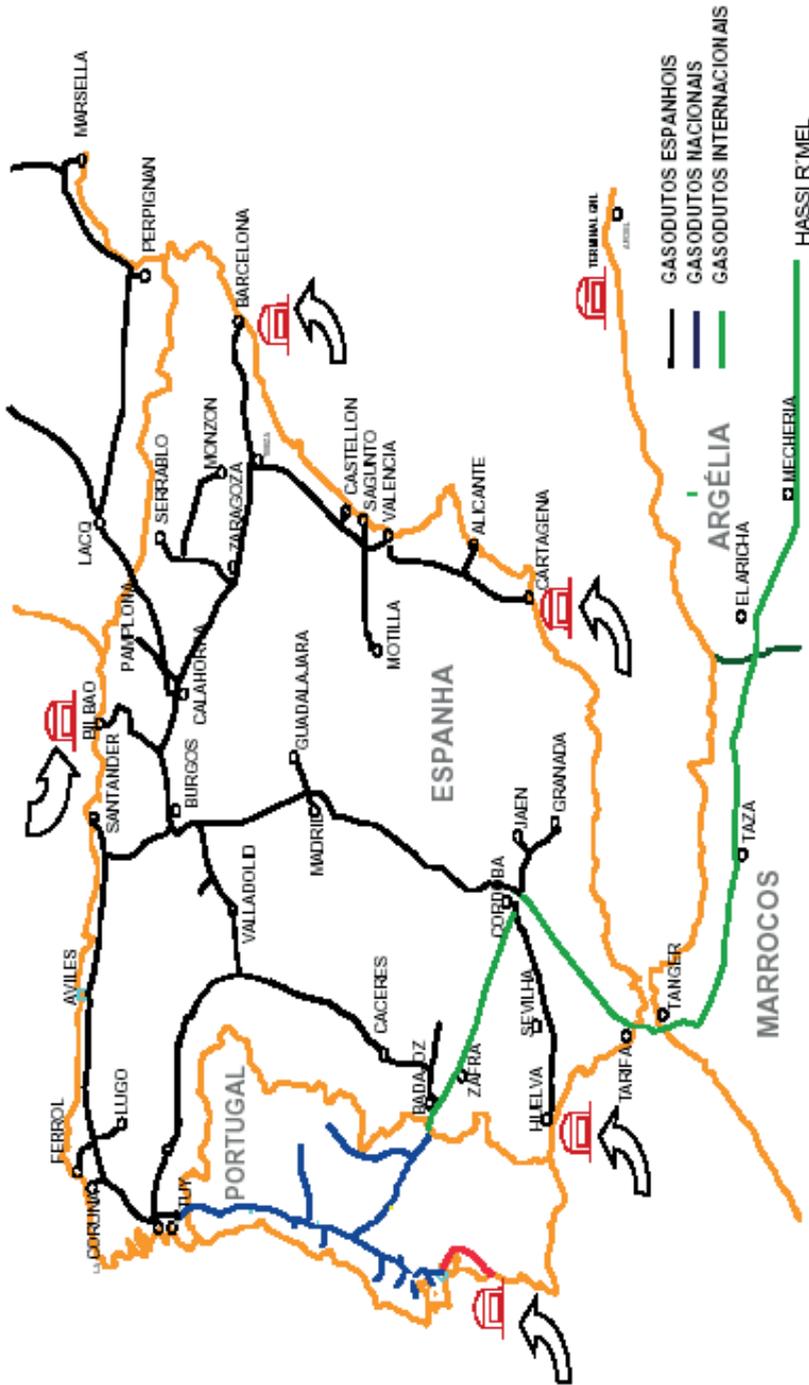
Trata-se de um combustível versátil, competitivo e limpo, e que foi desde o início apontado como um dos vectores fundamentais da Política Energética Nacional, pois possibilita uma importante e necessária diversificação das fontes de abastecimento de Portugal; está na base de uma melhoria substancial da eficácia energética no consumo final; é um factor muito importante para a melhoria dos padrões de qualidade do ambiente, uma vez que a sua utilização reduz a emissão de substâncias poluidoras; e constitui um motor de desenvolvimento da competitividade do aparelho produtivo nacional.

Em Portugal o transporte de gás natural é feito por um gasoduto em alta pressão, operado pela Transgás. O projecto nacional de gás natural insere-se no contexto político e económico das Redes Transeuropeias de Energia e enquadra a rede nacional num sistema mais vasto através da ligação à rede espanhola (*vide* figura 7.23). Assim, a segurança de abastecimento é maior do que a que corresponderia a um sistema isolado, com os inerentes constrangimentos, porque passa a existir, no futuro, possibilidade de apoio assegurada pelas interligações.

Conforme se pode observar pela figura 7.23, a maior parte do fornecimento de gás natural é oriunda da Argélia, cujo gás é transportado no estado gasoso, via gasoduto, através do Norte de África até Tânger, de onde atravessa o estreito de Gibraltar, entrando na Península Ibérica em Tarifa.

O percurso em Espanha, para o consumo português, é feito até próximo de Badajoz, sendo o ponto de entrega/recepção próximo de Campo Maior, onde se inicia o gasoduto da Transgás. Este estende-se, depois, no sentido nascente-poente, atravessando o Alentejo, até Bidoeira, próximo de Leiria, onde se bifurca, desenvolvendo-se para sul, até Sines, e para norte, até Valença do Minho, onde volta a entrar em território espanhol.

Figura 7.23. Rede Ibérica de Transporte de Gás Natural



Fonte: DGE, «Transporte de Gás Natural», Janeiro 2008.

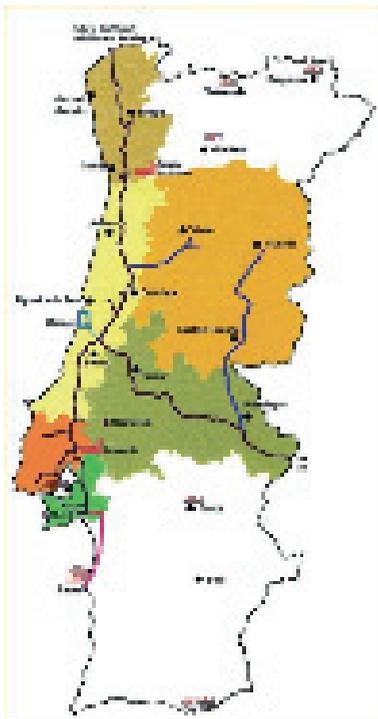
Desta linha principal derivam outras linhas e nascem numerosos ramaís, com maior ou menor extensão, servindo regiões e zonas bem definidas, cuja escolha dependeu das potencialidades e do levantamento de apetências de consumo de gás natural.

O gasoduto tem uma extensão de 1030 quilómetros, acrescidos de 199 quilómetros de ramaís de alta pressão e 212 quilómetros de ramaís de média pressão, num total de 1441 quilómetros de infra-estrutura.

O projecto foi realizado em duas fases, nomeadamente:

- 1.^a Fase – construção do gasoduto principal entre Setúbal e Braga, e de dois gasodutos de interligação a Espanha (Campo Maior – Monte Redondo e Braga – Tuy), e ainda das instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural no Carricho, Pombal.
- 2.^a Fase – construção do terminal de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) em Sines e a ligação deste ao gasoduto de alta pressão existente.

Figura 7.24. Transporte de Gás Natural em Portugal



Fonte: DGEG, «Transporte de Gás Natural», Jan. 2008.

Downstream do Gás Natural – Tratamento e Armazenamento

Pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/98, de 23 de Dezembro, foi cometida à concessionária Transgás a responsabilidade de promover a realização dos estudos de concepção e projecto, da construção e da exploração de um terminal de GNL.

Na sequência do desenvolvimento dos estudos técnicos e das negociações com diversas autoridades, pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 78/2000, de 15 de Junho, foi aprovada a localização da implantação do terminal de GNL nos terrenos, terraplenos e molhes de protecção situados na área sob jurisdição da Administração do Porto de Sines – APS, ocupando uma área aproximada de 23 hectares.

Sines foi escolhida, entre outras, pelas seguintes razões: menor impacto ambiental pela sua inserção num ambiente industrial, melhores características do porto (águas profundas, natureza do canal de acesso, ventos dominantes, etc.) e melhores infra-estruturas portuárias e de apoio geral.

O terminal, que iniciou a sua plena actividade comercial em Janeiro de 2004, tem basicamente cinco funções principais: 1) permitir a acostagem de navios metaneiros e a descarga do GNL transportado; 2) armazenar, em reservatórios adequados, o GNL a uma temperatura da ordem de -162° e a uma pressão ligeiramente superior à atmosférica; 3) vaporizar o GNL; 4) expedir, por gasoduto, o gás natural sob a forma gasosa; 5) expedir uma pequena quantidade de GNL por camiões-cisterna para abastecimento de áreas afastadas em que não seja possível ou rentável o abastecimento por gasoduto.

Em relação ao **armazenamento** de gás natural, este tipo de instalações, em que o gás é armazenado a pressões elevadas (60 – 180 bar), em cavidades construídas em espessas formações de sal, a profundidades tipicamente entre os 1000-1500 metros, é comum na Europa e nos Estados Unidos, apresentando a vantagem, relativamente aos armazenamentos sob aquíferos, de permitir caudais de injeção e de extração muito superiores.

A estanquicidade é garantida pelas propriedades físico-químicas do sal que, sendo impermeável ao gás, impede a sua migração em direcção à superfície.

São várias as vantagens deste tipo de armazenagem: segurança (o GN armazenado está isolado e protegido do meio ambiente superficial, não existe oxigénio no local de armazenagem e é menos sensível a actos de sa-

botagem, desastres naturais ou causados por queda de aeronaves ou outros aparelhos); flexibilidade (adapta-se melhor a uma armazenagem, de longa duração, de grandes volumes de GN sob pressão; permite um caudal de GN muito superior à sua capacidade útil de armazenagem; permite satisfazer os picos de consumo que possam eventualmente existir); custo (tem um menor valor de investimento por metro cúbico de GN armazenado; tem baixos custos de manutenção pois está menos sujeito à corrosão e à danificação); e impacto visual (tem um impacto visual diminuto, quando comparado com outras soluções de armazenagem – por exemplo, terminais de GNL).

A armazenagem subterrânea é então uma actividade segura, de baixo risco de ocorrência de acidentes. Dada a ausência de ar, não existe o risco de inflamação do gás, não havendo por isso a ocorrência de explosões no interior das cavidades.

Em Portugal a armazenagem subterrânea do gás natural é feita no Carriço. A escolha deste local seguiu-se a um processo prévio de caracterização dos ambientes geológicos da faixa costeira entre Aveiro e Setúbal, onde era conhecida a existência de grandes formações de sal a profundidades adequadas – diapiro. Outros factores a favor do Carriço foram a sua posição geográfica de proximidade em relação ao ponto central do gasoduto e do mar (para a obtenção de água necessária à construção das cavidades e rejeição da salmoura produzida).

O projecto base de armazenagem subterrânea em cavidades salinas e do gasoduto de ligação à instalação de armazenagem foi aprovado pelo Despacho n.º 53/99 de 6 de Março, pelo ministro da Economia. Posteriormente, foram introduzidas alterações aprovadas pelo Despacho n.º 10/2000, de 8 de Fevereiro.

Downstream do Gás Natural – Distribuição e Comercialização

A actividade de **distribuição** de gás natural é exercida mediante a atribuição de concessão ou de licença de serviço público para a exploração de cada uma das respectivas redes, que, no seu conjunto, constituem a Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN).

Os requisitos para a atribuição e transmissão de licenças de distribuição local de gás natural, o regime de exploração da respectiva rede de distribuição e o modelo da respectiva licença estão estabelecidos na Portaria n.º 1296/2006, de 22 de Novembro.

O exercício da actividade de distribuição de gás natural compreende:

- O recebimento, a veiculação e a entrega de gás natural a clientes finais através das redes de média e baixa pressão;
- No caso de pólos de consumo, o recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas unidades de armazenamento de gás, a emissão de gás natural, a sua veiculação e entrega a clientes finais através das respectivas redes;
- A construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas que integram a respectiva rede e das interligações às redes e infra-estruturas a que estejam ligadas, bem como das instalações necessárias à sua operação.

Os Decretos-Lei n.º 30/2006 e n.º 31/2006, de 15 de Fevereiro, vieram introduzir novos conceitos para o exercício da actividade de comercialização de gás natural.

A comercialização envolve a compra e a venda de gás natural a clientes, incluindo a revenda. A comercialização de gás natural processa-se nos termos estabelecidos nos Decretos-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, e n.º 140/2006, de 26 de Julho, e nas Portarias n.º 929/2006 e n.º 930/2006, de 7 de Setembro, e Portaria n.º 1295/2006, de 22 de Novembro.

A actividade de comercialização de gás natural é exercida em livre concorrência, estando sujeita ao regime de atribuição de licença concedida nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, e na Portaria n.º 930/2006, de 7 de Setembro, exceptuando-se a actividade de comercialização de gás natural de último recurso, que é regulada pela ERSE e cujo modelo de licença está estabelecido pelas Portarias n.º 929/2006, de 7 de Setembro, e n.º 1295/2006, de 22 de Novembro.

São comercializadores de gás natural:

- Comercializador – entidade titular de licença de comercialização de gás natural cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de gás natural. A atribuição da licença de comercialização de gás natural é feita nos termos do artigo 34.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho. O modelo desta licença, aprovado pela Portaria n.º 929/2006, de 7 de Setembro, compreende: i) a importação e a exportação ou o comércio intracomunitário de gás natural (GN e GNL); ii) a compra e a venda por grosso de gás natural (GN e GNL); iii) a venda a retalho de gás natural (GN e GNL).

A 1 de Janeiro de 2007, e independentemente de qualquer formalidade, é concedida pela DGEG à Transgás (actual Galp Gás Natural S.A.) licença para o exercício da actividade de comercialização de gás natural em regime de mercado livre.

- Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização de gás natural sujeita a obrigações de serviço público, designadamente a obrigação de fornecimento, nas áreas abrangidas pela rede pública de gás natural (RPGN), a todos os clientes que o solicitem.

A actividade de comercializador de último recurso de gás natural é exercida de acordo com o determinado pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, estando sujeita a atribuição de licença nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, e da Portaria n.º 1295/2006, de 22 de Novembro.

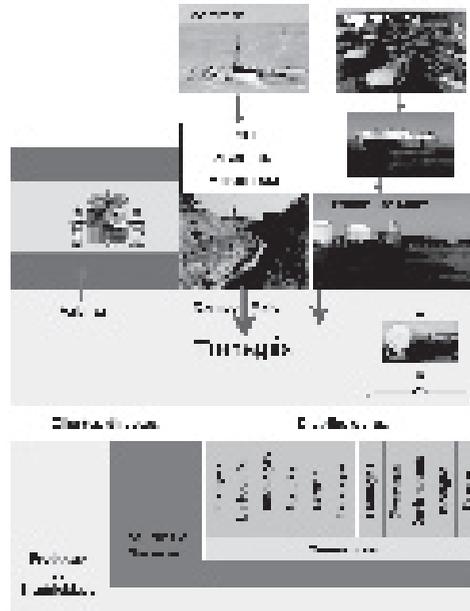
Nos termos da Portaria n.º 930/2006, de 7 de Setembro, é concedida, independentemente de qualquer formalidade, a 1 de Janeiro de 2007, licença de comercialização de gás natural de último recurso à sociedade Transgás Indústria, S.A., em regime de domínio total, para:

- Todos os clientes com um consumo anual igual ou superior a dois milhões de metros cúbicos normais que não queiram usufruir do estatuto de cliente elegível, com excepção dos produtores de electricidade em regime ordinário;

As concessionárias de distribuição regional, as titulares de licenças de distribuição local de gás natural e as licenciadas de comercialização de último recurso, como as sociedades a constituir em regime de domínio total inicial pelas concessionárias de distribuição regional ou pelas detentoras de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes, ou as sociedades concessionárias ou detentoras de licenças de distribuição com menos de 100 000 clientes.

A figura seguinte sintetiza o actual sistema português de transporte que compreende os seguintes elementos: um terminal de recepção de GNL, com armazenagem associada; um complexo de armazenagem subterrânea; um sistema de transporte a alta pressão; um sistema de ramais de entrega a seis empresas concessionárias de distribuição regional e a clientes directos; várias unidades autónomas de gás natural liquefeito para entrega a três empresas licenciadas de distribuição local.

Figura 7.25. Percurso do Gás Natural para Fornecimento dos Consumidores Portugueses e Empresas Envolvidas



Fonte: ERSE, Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal, Janeiro de 2007, p. 90

7.1.4. Matriz das Relações Empresariais Nacionais

O sector energético concentra-se à volta de empresas de grande porte e dimensão, encontrando-se estas entre as maiores de qualquer país. Em Portugal verifica-se o mesmo, destacando-se a GALP Energia, a PARTEX Oil and Gas, a EDP e a REN.

Breve Caracterização da GALP Energia

A Galp foi fundada em 1977, a partir da nacionalização dos negócios de gás e petróleo em Portugal (Gazcidla, Sacor, Minigás, Sonap e Luso-gás). A 22 de Abril de 1999, foi constituída a Galp Energia, SGPS, S.A., sob a denominação GALP – Petróleos e Gás de Portugal, SGPS, S.A., em resultado da reestruturação do sector energético em Portugal, para operar no sector petrolífero e do gás natural.

Entre a data da sua constituição e o presente, esta empresa atravessou um conturbado processo de reestruturação interna, mudanças *ad-hoc* derivadas de orientações de ciclos político-partidários com opções

diferentes para a liberalização e reestruturação do sector energético em Portugal, em que a Galp Energia é, sem dúvida, uma peça central.

Assim, no ano seguinte à sua criação, teve lugar o processo de selecção de parceiros estratégicos internacionais que recaiu na escolha da ENI e da Iberdrola. Em 2001, teve lugar a substituição do gás de cidade por gás natural em Lisboa e a construção de uma caverna de armazenamento de gás propano em Sines. No ano a seguir, a Galp Energia adquiriu 5% da CLH – Companhia Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH) – que facilitou o desenvolvimento de uma estratégia de logística no mercado espanhol. Em 2003, foi aprovada a terceira fase do processo de privatização da Galp Energia, atribuindo à REN, por venda directa, 18% do capital. Em 2004, a Parpública adquiriu ao Estado 5 774 401 acções da Galp Energia, passando aquela a deter 4,3%. No ano seguinte, celebrou-se um acordo entre o Estado e Américo Amorim, passando este a deter no capital 18%, com um posterior aumento para 33,34%. Em 2006, teve lugar a quarta e última fase de privatização da Galp. Assim, a 31 de Dezembro de 2007, os accionistas da Galp eram os seguintes¹³⁸: ENI S.p.A. – 33,34%, Amorim Energia, B.V. – 33,34%, Parpública – Participações Públicas (SGPS), S.A. – 7%, Caixa Geral de Depósitos, S.A. – 1%, restantes accionistas – 25,32%. A participação qualificada do Banco BPI foi alterada no dia 31 de Janeiro de 2008 para 3,995% e a Iberdrola vendeu a totalidade da sua participação a 30 de Janeiro.

Aquando da sua criação, a Galp Energia agrupou a Petrogal, a única empresa refinadora e principal distribuidora de produtos petrolíferos em Portugal, e a GDP, sociedade responsável pela importação, transporte e distribuição de gás natural em Portugal. Actualmente, a Galp Energia é a principal empresa integrada de produtos petrolíferos e gás natural do País, com uma presença crescente em Espanha e uma actividade em desenvolvimento no sector da produção e de fornecimento de energia eléctrica.

As principais empresas do grupo encontram-se sintetizadas na tabela seguinte:

¹³⁸ GALP Energia, *Relatório & Contas Galp Energia '07*, (2008, online, disponível em <http://investor.relations.galpennergia.com/NR/rdonlyres/0F5F94AE-85D1-4825-B7D5-CF20B2B710FA/0/RCGalpEnergia07.pdf>), p. 59.

Tabela 7.2. GALP Energia: Principais Empresas do Grupo (2007)

GALP Energia SGPS					
Designação Social	Petróleos de Portugal – PETROGAL, S.A.	GDP – Gás de Portugal, SGPS, S.A.	Galp Gás Natural, S.A.	Lisboagás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	
Data da Constituição	26 de Março de 1976	30 de Junho de 1995 (por cisão)	8 de Outubro de 1993	1 de Julho de 1995	
Objecto	<p>a) Refinação de petróleo bruto e seus derivados;</p> <p>b) Transporte, distribuição e comercialização de petróleo bruto e seus derivados e gás natural;</p> <p>c) Pesquisa e exploração de petróleo bruto e gás natural;</p> <p>d) Quaisquer outras actividades industriais, comerciais, de investigação ou prestação de serviços conexos com as referidas nas alíneas anteriores.</p> <p>A sociedade pode participar em sociedades de qualquer natureza e objecto, associações, agrupamentos complementares de empresas ou agrupamentos europeus de interesse económico.</p>	Gestão de participações sociais de outras Sociedades como forma indirecta do exercício de actividades económicas.	Actividade de comercialização de gás natural, no estado gasoso ou liquefeito, incluindo o aprovisionamento e a sua colocação em território nacional ou no mercado internacional.	Obtenção, armazenagem e distribuição de gás combustível canalizado. A sociedade pode, acessoriamente, explorar os serviços e efectuar as operações civis, comerciais, industriais e financeiras relacionadas, directa ou indirectamente, no todo ou em parte, com o seu objecto ou que sejam susceptíveis de facilitar ou favorecer a sua realização.	
Accionistas e Part. Social	Galp Energia, SGPS, S.A. – 100%	Galp Energia, SGPS, S.A. – 100%	GDP Distribuição, SGPS, S.A. – 100%	GDP Distribuição, SGPS, S.A. – 100%	

Fonte: GALP Energia, Março 2008.

A actividade da Galp Energia abarca os seguintes negócios:

Tabela 7.3. GALP Energia: Segmentos de Negócio

Galp Energia SGPS				
Exploração & Produção	Refinação & Distribuição	Gás Natural		Power
		Comercialização	Distribuição	
Reservas provadas de 31 milhões de barris	2 Refinarias Sines: 220 kbbl/d Porto: 90 kbbl/d	Contratos de fornecimento com a Argélia e a Nigéria	738 900 Clientes	3 Unidades de co-geração: 80MW
Forte potencial de crescimento na exploração de petróleo (4 blocos em Angola e 54 no Brasil)	837 Estações de serviço em Portugal e 201 em Espanha	Armazenamento subterrâneo	8761 km	2x400MW COGTS
Parcerias com a ENI, Sonangol e Petrobras	65% da CLC e 5% da CLH (empresas logísticas)	Participação em gasodutos internacionais (Marrocos e Espanha)	6 Distribuidoras de Gás Natural	
		Clientes industriais, produtores de electricidade e distribuidoras locais		

Fonte: GALP Energia, Março 2008.

O segmento de negócio de exploração e produção («E&P») é responsável pela presença da Galp Energia no sector *upstream* da indústria petrolífera, levando a cabo a supervisão e execução de todas as actividades relacionadas com a exploração, pesquisa e produção de hidrocarbonetos. O *portfolio* de *upstream* da Galp Energia é constituído por 60 participações distribuídas entre Angola (desde 1982) e Brasil (desde 1999)¹³⁹. Em Angola, a Galp Energia detém participações em quatro blocos. No Brasil, a Empresa detém 54 blocos dos quais 30 resultaram da sétima rodada, fechada durante o ano de 2005, todos em parceria com a empresa brasileira Petrobras.

Em 2007, a produção total de crude da Galp Energia ascendeu a 17 000 barris diários, superando em 80% os 9,5 000 barris diários de 2006.

De acordo com o relatório da Degolyer Macnaughton, a 31 de Dezembro de 2007, as reservas provadas e prováveis da Galp Energia no bloco 14 eram de 31 milhões de barris. Ainda segundo o mesmo relatório

¹³⁹ As perspectivas de produção da Galp aumentaram substancialmente, sobretudo na bacia de Santos, na costa a sul do Rio de Janeiro, onde o potencial de reservas do poço Tupi poderá chegar em 2015 a uma produção que poderá variar entre os 500 000 e um milhão de barris por dia, o que se traduz, dada a participação de 10% da Galp, numa produção de 50 000 a 100 000 barris por dia. A Galp, através da produção oriunda deste poço, poderá assegurar 25% do consumo português.

rio, os recursos contingentes da Galp Energia ascendiam aos 742 milhões de barris, dos quais 500 milhões correspondiam a recursos do Tupi, no bloco BM-S-11 no Brasil, e o restante aos blocos 14, 14K e 32 em Angola.

A 31 de Dezembro de 2007, as reservas e recursos contingentes da Galp Energia eram 6,5 vezes mais do que no ano anterior (119 milhões de barris).

Os negócios são desenvolvidos com parceiros-chave da indústria, tais como ENI SpA, Sonangol, Petrobras, Chevron, Total, Exxon e Devon.

Paralelamente, a Galp Energia tem ainda a concessão de três blocos ao largo da costa alentejana – Lavagante, Santola, Gamba – (com 10%), em parceria com a Hardman Resources (com 80%) e a Partex (com 10%); quatro blocos na bacia Lusitânica – Camarão, Amêijoa, Mexilhão e Ostra – (com 30%), em parceria com a Petrobras (operador do consórcio, com 50%) e a Partex (com 20%).

Outros projectos internacionais em que a Galp está também envolvida são os de Timor e Moçambique. Com efeito, em Abril de 2007, a Galp Energia e a ENI assinaram dois contratos para a aquisição de 10% nas concessões de direitos de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo em cinco blocos em Timor e um em Moçambique. A Galp Energia passou assim a deter 10% de cada consórcio, ambos operados pela ENI.

O consórcio para a exploração em Timor é constituído pela ENI (operadora com uma participação de 90%) e a Galp Energia (10%). Em Moçambique, o consórcio é constituído pela ENI (operadora com uma participação de 80%), a Galp Energia (10%) e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (10%).

Estas participações nos blocos em Timor e Moçambique encontram-se sujeitas à ratificação por parte do governo timorense e do governo moçambicano.

Em Novembro 2007, fora do espaço lusófono, a Galp assinou com a PDVSA um Memorando de Entendimento para o estudo de projectos conjuntos no sector energético, incluindo o desenvolvimento de actividades de exploração de produção e de abastecimento de petróleo e gás natural venezuelano (nomeadamente, o envolvimento nos projectos Magna Carta e Mariscal Sucre, que abarcam estudos preliminares respeitantes às reservas de petróleo e gás natural, incluindo liquefacção, situadas em distintas áreas do *offshore* deste país). Em Dezembro, assinou outro Memorando de Entendimento com a Libya Africa Investment Portfolio (LAP), para o estudo

de projectos conjuntos no sector energético, incluindo o desenvolvimento de actividades de exploração de produção de petróleo e gás natural na Líbia.

Em relação ao segmento de negócio de refinação e distribuição de produtos petrolíferos («Refinação e Distribuição»), a Galp Energia detém as duas únicas refinarias existentes em Portugal. Em 2007, a importação de crudes teve origem essencialmente na África Ocidental, no Norte de África e no Médio Oriente, regiões que representaram 72% do total. Entre os 14 países que forneceram crude à Galp Energia em 2007, o principal foi a Líbia, com 14,2% do total, o que demonstra a reduzida dependência de um só fornecedor de crude. Em 2007, no seu conjunto foram tratados nas refinarias da Galp Energia 13,8 milhões de toneladas de matéria-prima, dos quais 89% foram de crude. A colocação de produtos refinados passa não só pelo abastecimento do mercado português, mas também pela exportação, com particular incidência nos EUA.

Há ainda que referir que já foram contratualizados com a Galp os investimentos visando a modernização das duas unidades de Matosinhos e de Sines, projectos que totalizam €1059 milhões e implicam a criação de 150 postos de trabalho, o que irá permitir alargar a capacidade instalada, melhorar os níveis de rendimento de conversão da matéria-prima e reduzir ou eliminar a dependência externa em refinados, designadamente em gásóleo.

A Galp detém todas as actividades de comercialização, a retalho e grossista, de produtos refinados (incluindo GPL). O segmento de refinação e distribuição controla igualmente a maior parte das infra-estruturas de armazenamento e transporte de produtos petrolíferos em Portugal, as quais se encontram estrategicamente localizadas, quer para a exportação, quer para a distribuição dos produtos, nos principais centros de consumo. A 31 de Dezembro de 2007, a empresa tinha uma rede de mais de 1038 estações de serviço e 210 lojas de conveniência. Líder de mercado em Portugal, está também presente em Espanha, tendo atingido nesse ano quotas de mercado, em Portugal, de 37% em volume de vendas a retalho e de 51% em volume de vendas no mercado grossista. Para além do negócio de retalho, a Galp Energia tem também uma posição relevante no negócio por grosso, vendendo um vasto leque de produtos para a indústria, para a construção civil e para os transportes. A Galp Energia é igualmente líder do mercado de GPL em Portugal, com uma quota de mercado de 44% em 2007, e detém uma presença crescente em Espanha.

A área de negócio de gás natural abrange os segmentos de negócios de aprovisionamento e venda de gás natural e de distribuição de gás natural:

- O segmento de negócio de aprovisionamento e venda de gás natural continua, após o processo de separação das actividades reguladas, a fornecer gás natural a companhias produtoras de electricidade, a distribuidoras de gás natural, que fornecem gás natural aos clientes finais com um consumo anual inferior a dois milhões de metros cúbicos, e aos grandes clientes industriais com um consumo de gás natural superior a dois milhões metros cúbicos/ano. Ocasionalmente, também se realizam operações de *trading* de gás natural. No conjunto, estes clientes foram responsáveis por 4,2 mil milhões de metros cúbicos de vendas de gás natural em 2005, dos quais 4,1 mil milhões de metros cúbicos representam a totalidade do consumo de gás natural em Portugal. A Galp Energia também mantém os contratos de aprovisionamento de longo prazo com empresas da Argélia e da Nigéria, por forma a satisfazer a procura dos seus clientes. O negócio de aprovisionamento e venda de gás natural dispõe igualmente de capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural.
- O segmento de negócio de distribuição de gás natural, em conjunto com as seis empresas distribuidoras de gás natural nas quais a Galp Energia detém participações significativas, vendeu 478 milhões de metros cúbicos de gás natural em 2005, aproximadamente 738 900 clientes residenciais, comerciais e industriais com consumos inferiores a dois milhões de metros cúbicos. A infra-estrutura de distribuição de gás natural, incluindo a das distribuidoras de gás natural, nas quais a Galp Energia detém participações significativas, abrange um total de 8761 quilómetros (redes secundárias).

Finalmente, o segmento de negócio Power. A Galp Power é a empresa do Grupo Galp Energia cuja a actividade está focada no desenvolvimento da produção de electricidade a partir de energias renováveis, nomeadamente a eólica, e de centrais de ciclo combinado e co-geração. Actualmente, este segmento de negócio é composto por três centrais de co-geração, nas quais a Galp Energia, através da Galp Power, detém participações (70% na Powercer, 65% na Carriço e 35% na Energin).

A empresa fornece energia eléctrica e térmica a grandes clientes industriais, tais como a Solvay, a Renoeste (Quimigal/Grupo CUF) e a So-

cidade Central de Cervejas. Estas três centrais de co-geração geram energia eléctrica e térmica através da queima de gás natural. Estas três centrais de co-geração tinham, no final de 2005, uma capacidade eléctrica total instalada de mais de 80 MW, uma produção eléctrica anual de aproximadamente 500 GWh e um consumo anual de aproximadamente 159 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Perante o exposto, pode concluir-se que a Galp Energia se encontra bem posicionada no tabuleiro da cadeia petrolífera, diversificando de forma consistente as suas zonas de interesse e de influência, o que lhe permite deter um maior controlo do risco associado a esta actividade.

A Galp Energia é, sem dúvida, um dos grandes grupos do tecido empresarial nacional e é um dos activos estratégicos para o futuro do país. Actuando em Espanha, Angola e Brasil, a petrolífera portuguesa tem hipóteses de desenvolver ou consolidar novas oportunidades de negócio em Angola, Brasil, Timor-Leste, Moçambique, Líbia ou Venezuela.

Breve Caracterização da PARTEX OIL and GAS

O grupo Partex herdou todas as participações na indústria petrolífera que Calouste Gulbenkian deixou. Calouste Sarkis Gulbenkian (23/3/1869-20/7/1955) foi um verdadeiro pioneiro da indústria petrolífera no Médio Oriente. Foi também um importante mecenas, com um grande contributo para o fomento da cultura em Portugal.

No final do século XIX, momento em que a indústria internacional de petróleo começava a tomar forma, C. Gulbenkian organizou o grupo Royal Dutch, servindo de elo de ligação entre as indústrias americanas e russas e dando o primeiro impulso à indústria na região do golfo Pérsico.

Seguidamente, participou na criação da Turkish Petroleum Company, que mais tarde se tornou na Iraq Petroleum Company, na qual ficou com uma participação de 5%¹⁴⁰.

Em Julho de 1928 foi assinado o contrato entre o Royal Dutch Shell Group, a Anglo-Persian Oil Company (actual BP), a Compagnie Française des Pétroles (hoje TotalFinaElf), a Near East Development Corporation (que deu origem à Standard Oil e depois à ExxonMobil) e C. Gulbenkian.

¹⁴⁰ Daí C. Gulbenkian ter ficado conhecido na indústria petrolífera como o «Sr. 5%».

Paralelamente, C. Gulbenkian desempenhou um papel-chave nas negociações multipartidas com os seus parceiros (com os quais tinha assinado o contrato em 1928) que conduziram a um acordo histórico para o desenvolvimento das reservas petrolíferas no Médio Oriente, conhecido como o *Red Line Agreement*, entre grandes empresas internacionais. Este acordo conduziu às participações actuais do grupo Partex Oil & Gas nos Emirados Árabes Unidos e no Sultanato de Omã.

Uma década depois, em Junho de 1938, C. Gulbenkian decidiu incorporar os seus activos no negócio do petróleo, nomeadamente na companhia criada por ele no Panamá: Participations and Explorations Corporation. O nome Partex vem desta companhia. Desde a morte de C. Gulbenkian, em 1955, a indústria petrolífera no Médio Oriente e, conseqüentemente, o próprio grupo sofreram inúmeras transformações.

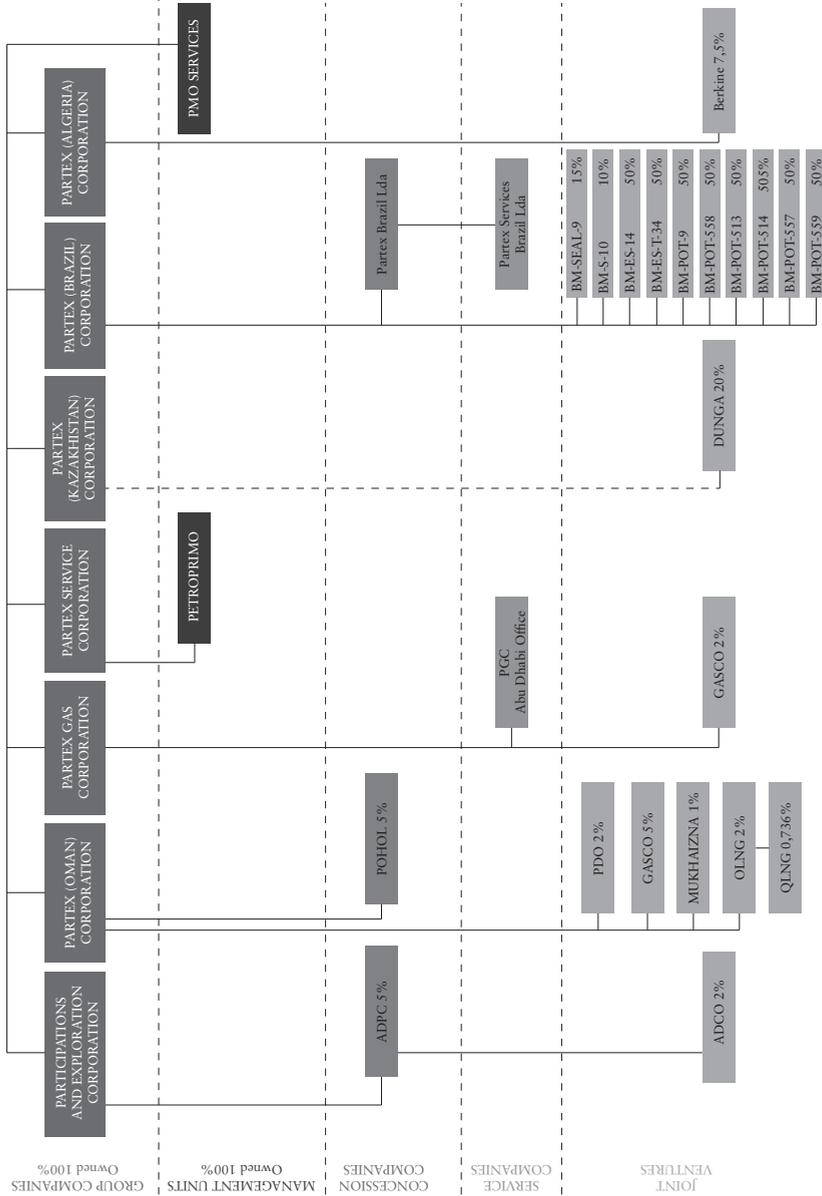
Estas alterações afectaram sobretudo as concessões detidas pela Iraq Petroleum Company, a qual foi nacionalizada nas décadas de 60 e 70.

Na década de 70, com a emergência dos Estados do Médio Oriente a participarem activamente nas companhias detentoras das concessões (com participações a chegarem aos 60%), os interesses da Partex foram reduzidos proporcionalmente até à percentagem actual de 2%.

Seguindo decisões estratégicas e para responder às exigências do negócio da Partex, foram sendo criadas várias companhias ao longo dos anos. Em Março de 1998, praticamente seis décadas após a criação da primeira companhia, a *holding* foi incorporada nas ilhas Caimão – Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation, detida a 100% pela Fundação Calouste Gulbenkian (que se tornou na titular das participações Gulbenkian no negócio do petróleo e do gás e, directa e indirectamente, o único accionista de todas as companhias do grupo).

No presente, a Partex está organizada basicamente por áreas geográficas e detém interesses em concessões e *joint ventures* cujas actividades estão concentradas no *upstream* da indústria do petróleo e do gás, nomeadamente na exploração, desenvolvimento, produção e vendas. O grupo está estruturado em companhias *sub-holdings*, unidades de gestão, companhias de concessões e companhias de serviços que fornecem o apoio financeiro, técnico, de gestão e recursos humanos necessário, de acordo com as estratégias e as linhas gerais decididas pela *holding*.

Figura 7.26. Partex – Organização das Holdings (2006)



Fonte: Partex Oil and Gas, 2006, p. 12.

Como mostra a figura 7.26, para além das empresas Partex Oil & Gas, o Grupo detém participações em *joint ventures* e em companhias operadoras.

A tabela seguinte sintetiza a presença e as respectivas parcerias a nível mundial.

Tabela 7.4. Partex Oil & Gas – Parceiros a Nível Mundial

PAÍSES	PARCEIROS
PDO – Omã	Governo do Sultanato de Omã; Shell; Total
ADCO – Abu Dhabi	Abu Dhabi National Oil Company; BP; Exxon Mobil; Total
Mukaizhan – Omã	Governo do Sultanato de Omã; Occidental Mukhaizna; Oman Oil Company; Liwa Energy; Shell; Total
OLNG – Omã	Governo do Sultanato de Omã; Shell; Total; Korea LNG; Mitsui; Mitsubishi; Itochu
GASCO LPG e Pentane – Abu Dhabi	Abu Dhabi National Oil Company; Shell; Total
Brasil	Petrobras; British Gas (apenas no BMS-10)
Berkine – Argélia	Sonatrach; Repsol; Woodside
Angola	Total; Sonangol
Dunga – Cazaquistão	Governo do Cazaquistão; Maersk Oil Kazakhstan; Oman Oil Company

Fonte: Partex Oil and Gas, 2008.

Nos acordos assinados está previsto que os accionistas das companhias detentoras de concessões tenham acesso directo à produção de petróleo. Desta forma a Partex tem direito a quantidades que se situam entre os 12 a 14 milhões de barris anuais que coloca à venda no mercado (*vide* tabela 7.5).

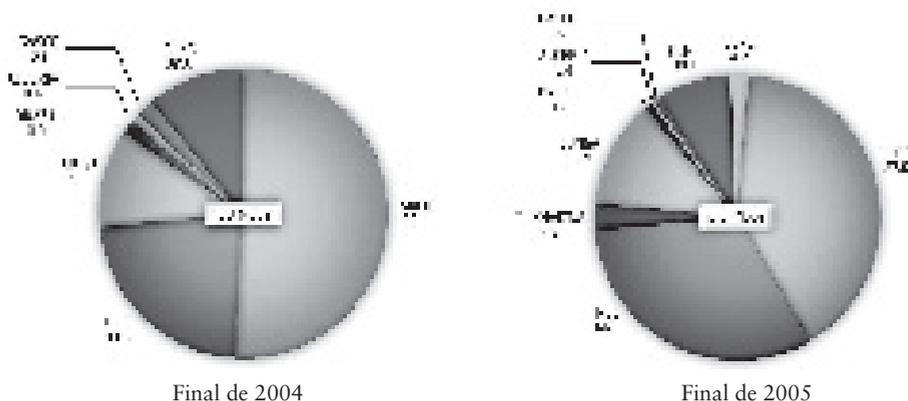
Tabela 7.5. Partex Oil & Gas– Dividendos da Venda de Petróleo e de Gás (2000-2005)
\$US milhões

	2000	2001	2002	2003	2004	2005 [EST]
Vendas de Petróleo e de Gás	411,6	365,0	345,1	430,1	551,9	782,2

Fonte: *Partex Oil and Gas*, 2006, p. 21.

Em relação às reservas de petróleo e de gás, o acesso do grupo baseia-se na percentagem de recursos a serem produzidos durante o período remanescente das concessões nas quais o grupo detém participações.

Figura 7.27. Partex Oil & Gas– Portfólio de Reservas de Petróleo e de Gás (2004-2005)



Fonte: *Partex Oil and Gas*, 2006, p. 23.

As reservas de petróleo e de gás do grupo, em finais de 2005, atingiram os 215 milhões de barris equivalentes a petróleo, demonstrando um aumento de 26 milhões de barris em relação a 2004.

As concessões já em produção estão localizadas em Omã e em Abu Dhabi, representando 60% e 40% do total respectivamente. O bloco do Brasil poderia começar a produzir a partir de 2008.

Sintetizando, hoje em dia a Partex tem uma posição bastante activa nas suas concessões, envolvendo-se na exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás, e servindo-se da experiência adquirida ao longo de décadas de presença no Médio Oriente. Daí estar presente em várias áreas geográficas em que pretende desenvolver as suas participações, quer como operador, quer como parceiro com envolvimento técnico.

Breve Caracterização da EDP – Energias de Portugal

O Grupo EDP constitui um universo empresarial que funciona como um operador ibérico de soluções energéticas, desenvolvendo as suas actividades nas áreas de produção, comercialização e distribuição de electricidade e comercialização e distribuição de gás.

Este grupo encontra-se entre os grandes operadores europeus do sector da energia, sendo o terceiro maior operador energético da Península Ibérica e o maior grupo industrial português. A EDP é o único grupo empresarial do sector da energia da Península Ibérica com actividades de produção, distribuição e comercialização em Portugal e em Espanha – onde detém o controlo do quarto maior operador eléctrico espanhol, a HC Energia. Além do sector eléctrico, a EDP tem também uma presença relevante no sector do gás da Península Ibérica, através da Naturgas em Espanha, o segundo operador de mercado, e através da EDP Gás em Portugal, a segunda empresa de distribuição.

Em termos internacionais, para além da Península Ibérica, o Grupo EDP tem uma forte presença no sector da electricidade no Brasil, onde actua nas actividades de produção, distribuição e comercialização de electricidade através da Energias do Brasil.

Recuando no tempo, a EDP – Electricidade de Portugal, S.A. foi constituída em 1976, resultando da nacionalização e fusão das principais empresas do sector eléctrico de Portugal. O Grupo EDP surgiu em 1994, na sequência do plano de reestruturação definido pelos Decretos-Lei n.º 7/91 e n.º 131/94, após a cisão que deu origem a um conjunto de empresas participadas, directa ou indirectamente, a 100% pela EDP – Electricidade de Portugal, S.A.

Sendo inicialmente uma empresa pública, a EDP viu o seu estatuto ser transformado primeiramente para sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos e, seguidamente, para sociedade anónima de capitais maioritariamente públicos, sendo actualmente uma sociedade anónima com participação minoritária do capital do Estado e outros entes públicos. Após a cisão, em 1994, e a reorganização do sector eléctrico nacional, a reprivatização foi iniciada em 1997. Entre 1997 e 2007, a EDP passou por sete processos de privatização¹⁴¹. Hoje, detém

¹⁴¹ Com efeito, em Junho de 1997, iniciou-se o processo parcial de privatização da EDP com a alienação de cerca de 29,9% do capital, continuando a empresa a ser detida maioritariamente pelo Estado. Um ano mais tarde, procedeu-se à alienação de 17,45% do seu capital. A terceira fase de privatização teve lugar em 1998, tendo sido alienado mais 20% do seu capital. O Estado passou a deter, directa e indirectamente, 50,8% do capital da EDP. Em Outubro de 2000, ocorreu a quarta fase de privatização da EDP, tendo sido alienada pelo accionista Estado português uma

cerca de 21% das acções, estando 79% do capital nas mãos de accionistas privados.

A 9 de Abril de 2008, a estrutura accionista da EDP era a seguinte¹⁴²: Estado português, através da Parpública (20,49%) e da Caixa Geral de Depósitos (5,25%) – 25,73%; Iberdrola (Espanha) – 9,5%; Caja de Ahorros de Asturias (CajAstur) (Espanha) – 5,53%; BCP e Fundo de Pensões do BCP – 3,40%; José de Mello – Soc. Gestora de Participações Sociais, S.A. – 4,98%; Pictet Asset Management – 2,86%; Banco Espírito Santo – 2,32%; Sonatrach – 2,23%; IPIC – International Petroleum Investment Company – 2,00%; EDP (acções próprias) – 0,42%; restantes accionistas – 41,01%.

Em Portugal, o Grupo EDP desenvolve a sua actividade principal no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), o qual assenta na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) com um Sistema Eléctrico Independente (SEI). Este último é composto pelo Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e por um conjunto de produtores em regime especial (energias renováveis e co-geradores), que efectuem entregas de energia eléctrica às redes do SEP ao abrigo de legislação específica. O SEP é constituído pela Rede Nacional de Transporte (RNT), pertencente à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., pelos Produtores Vinculados (ligados à RNT por contratos de longo prazo de fornecimento exclusivo) e pelos distribuidores vinculados que assumem a obrigatoriedade de fornecimento aos seus clientes segundo as tarifas e condições fixadas, nos termos da lei, pela ERSE.

Em Novembro de 2000 (um mês após a quarta privatização da EDP), verificou-se a saída da REN do Grupo EDP, na sequência da li-

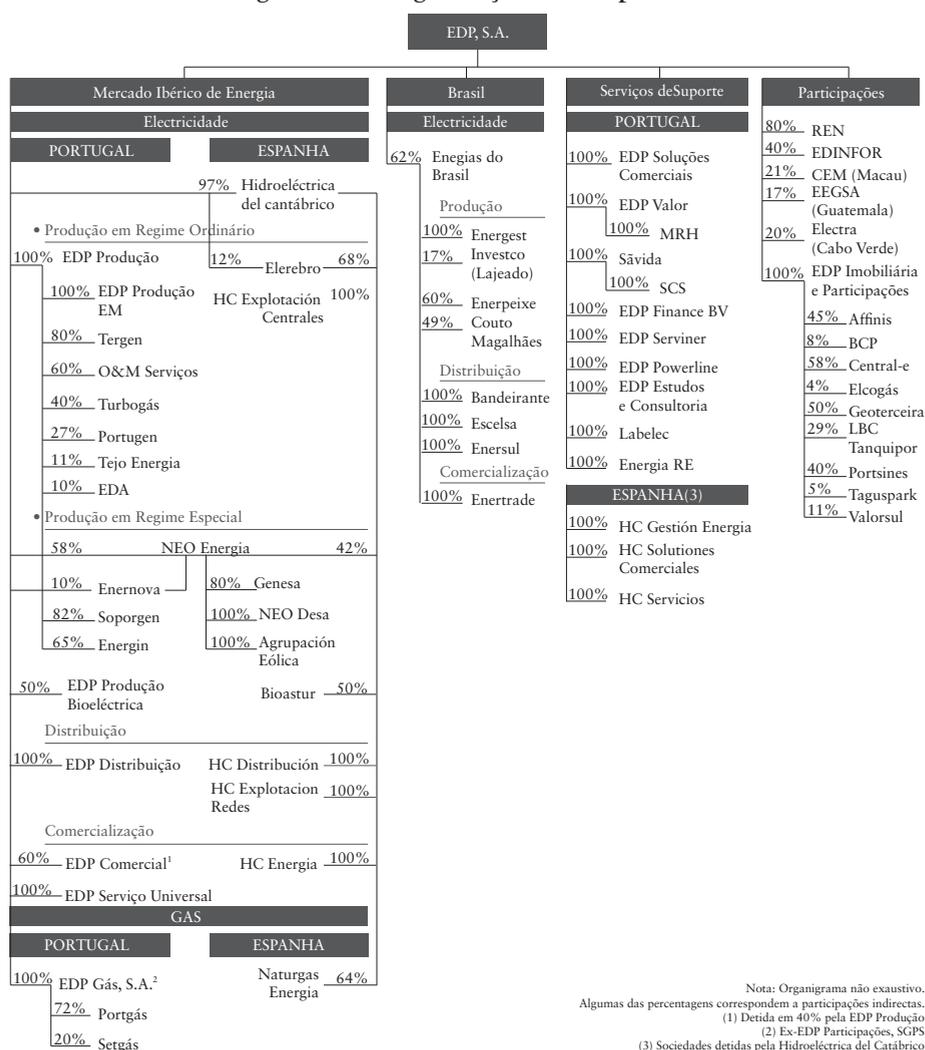
posição equivalente a 20,0% do capital da empresa. Com a quarta fase terminada, a EDP tinha privatizado cerca de 70% do seu capital. Em 2004, realizou-se a quinta fase que se consubstanciou num aumento de capital, realizado com o objectivo de financiar a aquisição de uma participação adicional na Hidrocantábrico, e uma venda directa de referência; através desta operação o accionista Estado viu reduzida a sua participação (directa e indirecta) para cerca de 25,3%. Na penúltima e última fases de reprivatização, a EDP lançou a emissão de obrigações susceptíveis de permuta por acções representativas do capital social da EDP.

¹⁴² Cf. EDP, «Estrutura Accionista», (9/4/08, *online*, disponível em <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/Investors/Share/Ownership/ShareholderStructure.htm>).

beralização do mercado energético. Em Dezembro desse mesmo ano a REN autonomizou-se da EDP, permanecendo esta última com 30%. Em finais de Dezembro de 2001, a Caixa Geral de Depósitos adquiriu ao accionista Estado 19,99% do capital da REN. Actualmente, apenas detém 5%.

Actualmente, a *holding* EDP encontra-se organizada da seguinte forma:

Figura 7.28. Organização do Grupo EDP



Nota: Organigrama não exaustivo. Algumas das percentagens correspondem a participações indirectas.
 (1) Detida em 40% pela EDP Produção
 (2) Ex-EDP Participações, SGPS
 (3) Sociedades detidas pela Hidroeléctrica del Cantábrico

Fonte: EDP, Abril de 2008.

A evolução da organização da *holding* EDP ocorreu mesmo num contexto de redução do âmbito do *core business* deste universo de interesses, da decisão dos poderes públicos em autonomizar o «transporte» de electricidade, pelo que o núcleo central de actividades do Grupo é constituído pela «produção» e pela «distribuição» de energia eléctrica.

As actividades do Grupo EDP estão centradas nas áreas da «produção» e «distribuição» de energia eléctrica, mas abrangem também outras áreas complementares e relacionadas, como são as de água e gás, engenharia, sistemas de informação, ensaios laboratoriais, formação profissional ou gestão do património imobiliário.

Em termos de unidades de negócio, a EDP está organizada da seguinte forma:¹⁴³

- **Produção de Electricidade** – A EDP explora hoje um dos *portfolios* de geração mais equilibrados da Península Ibérica considerando o peso significativo da geração hídrica, a eficiência operacional das suas centrais a carvão e a crescente capacidade em centrais de ciclo combinado. A presença em Espanha através da HC Energia torna a EDP na primeira empresa a deter activos significativos de produção de electricidade em Portugal e Espanha, os dois países constituintes do Mibel. Em Dezembro de 2006, a EDP detinha uma capacidade instalada de geração de electricidade na Península Ibérica de 12,452MW, incluindo tanto os activos de geração em regime ordinário como em regime especial. Em 2006, a produção líquida dos activos de geração de electricidade da EDP na Península Ibérica foi de 44,028 GWh.
- **Energias Renováveis** – A EDP é o terceiro maior operador de energias renováveis na Península Ibérica e o quarto maior *player* mundial em energia eólica.

A sua actividade de produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis é desenvolvida na Europa pela Neo Energia (empresa do Grupo EDP para o sector das energias renováveis), e nos Estados Unidos pela Horizon Wind Energy.

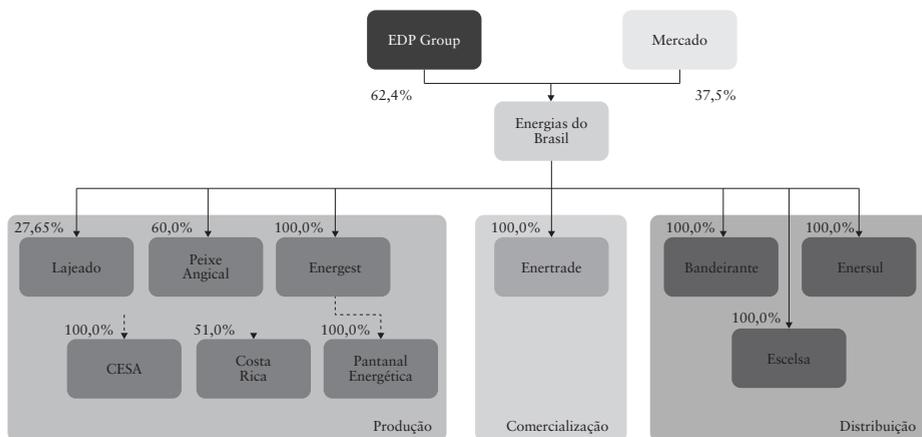
¹⁴³ Cf. EDP, Abril de 2008, *online*, disponível em <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/BusinessUnits/UN.htm>.

- **Distribuição de Electricidade** – O Grupo EDP desenvolve a actividade de distribuição regulada de energia eléctrica em Portugal Continental e em Espanha, principalmente nas Astúrias e em menor escala em Madrid, Valência e Alicante.

A distribuição de energia eléctrica é uma actividade regulada que consiste no encaminhamento, através das redes de distribuição, da energia eléctrica entre as subestações da Rede Nacional de Transporte e os pontos finais de consumo. No âmbito desta actividade, a EDP constrói, opera e mantém as redes e instalações destinadas à distribuição de electricidade, garantindo a qualidade de serviço e procurando disponibilizar um atendimento directo e personalizado aos seus clientes.

- **Comercialização** – A EDP é o maior comercializador não regulado em Portugal, com uma quota de mercado de 56% em 2006, e está entre as cinco primeiras comercializadoras em Espanha. Além da actividade de comercialização vinculada, o Grupo EDP tem uma forte presença na comercialização de electricidade no regime liberalizado na Península Ibérica.
- **Gás na Ibéria** – Está dividido no negócio do gás em Portugal e em Espanha. Em relação ao negócio do gás em Portugal, a EDP está presente neste segmento através da EDP Gás, a segunda maior distribuidora de gás natural do país. A EDP entrou no capital da EDP Gás (antiga Portgás) no final de 2004 e hoje detém uma participação de 72%. Quanto ao negócio do gás em Espanha, em Março de 2003 a EDP, através da HC Energia, adquiriu 62% da Naturgas, na sequência do seu processo de privatização. Após a reorganização das empresas detidas pela Naturgas, esta participação reduziu-se para 56,2%. Hoje, a EDP, através da Naturgas, é a segunda maior empresa de distribuição de gás em Espanha, tendo aumentado a sua participação para 65%, em Maio de 2007.
- **Energias do Brasil** – A EDP está presente no Brasil através da sua subsidiária Energias do Brasil, na qual detém actualmente uma participação de 62,4%. As acções da Energias do Brasil estão cotadas no «Novo Mercado» da Bovespa (São Paulo) sob o código ENBR3. A Energias do Brasil actua nas actividades de produção, distribuição e comercialização de electricidade.

Figura 7.29. EDP – Energias do Brasil: Organização



Fonte: EDP, Abril de 2008.

O movimento de internacionalização da EDP iniciou-se em 1996. A EDP tendeu a privilegiar aquisições relacionadas com o negócio eléctrico, por vezes associado à exploração das águas e do saneamento, tendo os respectivos investimentos sido maioritariamente canalizados para o Brasil, em especial para a vertente «distribuição».

Com efeito, a exposição noutros mercados, como é o caso do marroquino, do cabo-verdiano, do chileno, do guatemalteco e do macaense, envolveu sempre dimensão e quantitativos reduzidos.

Em suma, no sector energético, a EDP opera em mercados energéticos com elevadas taxas de crescimento: actua na Península Ibérica nos sectores eléctrico e do gás, estando também presente no Brasil no sector eléctrico.

Breve Caracterização da Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN)

A Rede Eléctrica Nacional, S.A (REN) tem como missão,

«garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade e gás natural, ao menor custo, satisfazendo critérios de qualidade e de segurança mantendo o equilíbrio entre a oferta e a procura em tempo real, assegurando os interesses legítimos dos intervenientes

no mercado e conjugando as missões de operador de sistema e de operador de rede que lhe estão cometidas.»¹⁴⁴.

A REN foi criada, como empresa subsidiária da EDP, em Agosto de 1994, na sequência da cisão da EDP, de que já fazia parte como Direcção Operacional da Rede Eléctrica (DORE). Não obstante, a sua história remonta a 1947, ano em que foi fundada a Companhia Nacional de Electricidade (CNE), empresa pioneira no transporte de energia eléctrica em Portugal e, portanto, a sua antecessora original.

Em Novembro de 2000, a REN saiu do Grupo EDP, após a aquisição pelo Estado português de 70% da REN (até então detidos pela EDP). Com efeito, o prosseguimento do processo de privatização desse grupo, em 2000, e a liberalização do mercado energético europeu, que, conforme orientação da directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro de 1996, veio impor a separação jurídica entre as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte e as que desenvolvem actividades de produção e distribuição de electricidade, tornaram inaceitável a manutenção do modelo existente (gestão das três actividades no seio da mesma empresa), por se entender que poderia gerar potenciais conflitos de interesse, indesejáveis num mercado que se pretende aberto e transparente¹⁴⁵.

Tendo por objectivo acrescentar valor aos seus accionistas e seguindo uma estratégia de diversificação e de rentabilização da sua rede privada de telecomunicações, a REN criou:

- Em finais de 2001, a RENTELECOM – Comunicações S.A., a sua primeira empresa subsidiária.
- Em Junho de 2003, no âmbito da liberalização do mercado de electricidade, a REN constituiu a segunda empresa subsidiária, o OMIP, Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., que tem por missão gerir o mercado de energia eléctrica a prazo em articulação com o OMEL, Operador del Mercado Ibérico de

¹⁴⁴ REN, «Missão», Abril 2008, *online* disponível em http://www.ren.pt/portal/grupo-ren_missao.asp).

¹⁴⁵ Nessa linha o governo, através do Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto, procedeu à autonomização da REN, numa opção nítida de reestruturação do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), consolidando, assim, a posição da concessionária da rede como entidade independente dos restantes operadores.

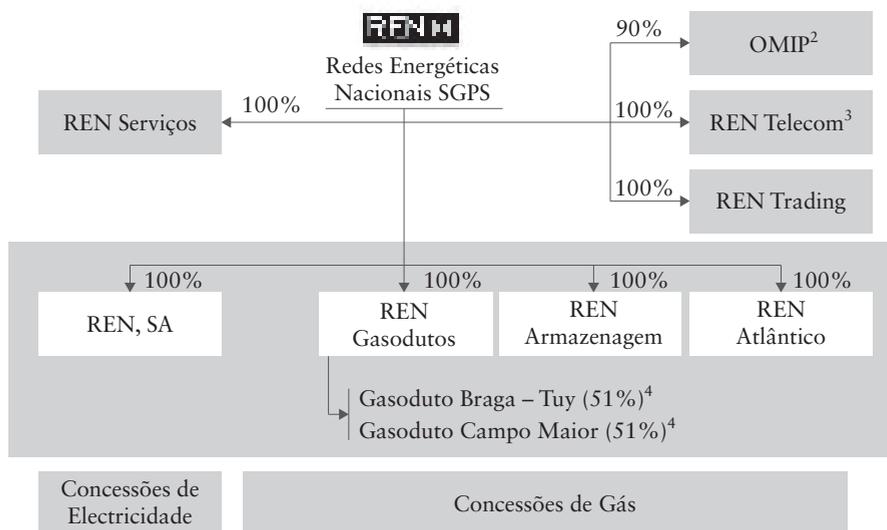
Energia – Polo Español, S.A. encarregado de gerir os mercados diário e intradiário. De forma a permitir a fusão destes dois pólos e assim constituir o Operador de Mercado Ibérico (OMI) Único, previsto para 2006, o OMIP, constituído inicialmente com capital da REN, irá sofrer ajustamentos graduais na sua estrutura accionista. O primeiro passo nesse sentido foi dado, ainda em 2003, com a troca de participações em 10% entre ambos os operadores.

- Em Dezembro de 2003, no âmbito da reorganização do sector energético em Portugal, a REN adquiriu 18,3% do capital social da Galp Energia, SGPS, S.A.
- Em 2006, foi vendida a participação na GALP à Amorim Energia.

Paralelamente, em 2006, entrou em vigor o novo enquadramento regulamentar para o sector da energia em Portugal. Assistiu-se ao destacamento dos activos regulados de gás natural com venda da Galp para a REN de gasodutos, armazenagem subterrânea e terminais GNL. O grupo REN foi reorganizado. Pelo Decreto-Lei n.º 29/2006 foi estabelecido o novo acordo de concessão por um período de 50 anos, com início em 2006.

Em Janeiro de 2007, foi criada a REN – Redes Energéticas Nacionais SGPS, S.A, estando organizada da seguinte forma:

Figura 7.30. REN: Organigrama (2007)



Fonte: REN, 2008.

Em termos de estrutura accionista, a 31 de Dezembro de 2007 era a seguinte: Parpública (31,00%), CGD (20,00%), EDP (5,00%), Gestmin (5,07%), Logoenergia (6,53%), Oliren (5,00%), Red Eléctrica de España (5%)¹⁴⁶.

A REN actua em duas áreas de negócios principais, nomeadamente:

- **Transporte de electricidade em muito alta tensão e gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional.** A actividade de transporte de electricidade é assegurada pela REN Rede Eléctrica, que detém a concessão para a exploração da RNT. No âmbito da concessão a REN desenvolve, em Portugal Continental, um serviço de utilidade pública que inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT e também a gestão técnica global do SEN.
- **Transporte de gás natural em alta pressão e gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo de gás natural,** sendo titular das respectivas concessões de serviço público. O negócio do gás natural constitui o resultado da aquisição, em Setembro de 2006, de um conjunto de activos da Transgás, sociedade integrada no grupo Galp Energia. O negócio do gás natural abrange a titularidade e operação: a) da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, incluindo a gestão técnica global do SNGN; b) do terminal de GNL de Sines, no qual se desenvolvem as actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL; c) das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e estruturas de apoio situadas no Carriço, concelho de Pombal. O desenvolvimento destas actividades é efectuado através de concessões de serviço público com a duração de 40 anos, atribuídas pelo Estado português em Setembro de 2006.

¹⁴⁶ REN, «Exercício de 2007 Principais Accionistas e Acções detidas pelos Membros de Órgãos Sociais», (2008, online disponível em www.ren.pt/SiteCollectionDocuments/Comunicados/RENPDPT.pdf), p. 1. Entre Setembro de 2000 e Dezembro de 2006, o Estado português vendeu 20% à CGD e 30% à Parpública (empresa 100% detida pelo Estado). Em Janeiro de 2007 a Parpública adquiriu 20% da REN detidos pelo Estado, passando a controlar 50%. A EDP vendeu 5% da REN à REE no início de 2007. No final de 2006 havia vendido 15%, em três tranches de 5%, à Gestmin, Logoenergia e Oliren. A OPV contemplou a venda de 24% (19% da Parpública e 5% da EDP).

No âmbito do transporte de gás natural, a RNTGN é constituída por gasodutos principais e por ramais com um total de 1218 quilómetros, divididos em sete secções onde se incluem 198 quilómetros de ramais, com tubagens cuja dimensão nominal varia entre os 150 milímetros e os 800 milímetros de diâmetro, com mais de metade dessas tubagens a exceder um diâmetro de 700 mm. Em 2006, a rede nacional de transporte de gás natural transportou 51 TWh de gás natural. O principal centro de despacho da rede nacional de transporte de gás encontra-se localizado em Bucelas (Loures), existindo também um centro de despacho de emergência em Pombal, local situado numa zona sísmica diferente do principal centro de despacho. Existem quatro centros de operação e manutenção localizados em Sandim (V. Nova de Gaia), Pombal, Portalegre e Bucelas (Loures). A RNTGN compreende 172 estações de gasodutos, que incluem 41 estações de seccionamento, 61 estações de derivação e 69 sistemas de regulação de pressão e medição, duas estações de medição de gás e uma estação de transferência de custódia.

No que diz respeito ao armazenamento, a REN constituiu, em Setembro de 2006, utilizando os activos de armazenamento subterrâneo adquiridos ao Grupo Galp, a sociedade REN Armazenagem. Esses activos integram a estação de gás, a estação de lixiviação e três cavidades de armazenamento subterrâneo com uma capacidade total (estimada) de 47, 53 e 52 milhões de metros cúbicos, estando já em funcionamento duas cavidades e a terceira em fase de construção, prevendo-se a sua conclusão durante o segundo trimestre de 2008.

A REN adquiriu o terminal de GNL de Sines, em Setembro de 2006, através da aquisição da totalidade do capital social da SGNL. A REN Atlântico é proprietária do terminal de GNL, tendo-lhe sido atribuída uma concessão mediante a qual prossegue as actividades de recepção de GNL, armazenamento de GNL, regaseificação de GNL e de entrega de gás natural à RNTGN. A REN Atlântico desenvolve ainda, ao abrigo da referida concessão, a carga e expedição de camiões-cisterna e navios metaneiros, assim como a construção e/ou expansão, operação e manutenção das referidas infra-estruturas.

Em Janeiro de 2004, o terminal entrou na primeira fase da sua operação em termos comerciais. Este terminal é composto por:

- Uma estação de acostagem para navios com uma capacidade de 40 000 a 165 000 metros cúbicos com um tempo de descarga de, aproximadamente, 20 horas;
- Dois tanques de armazenamento com uma capacidade comercial de 115 000 metros cúbicos;
- Cinco vaporizadores destinados à regaseificação.

O terminal de GNL tem uma capacidade (nominal) de emissão garantida de 600 000 metros cúbicos/hora (o equivalente a 5,26 bmc por ano), uma capacidade de ponta de 900 000 metros cúbicos/hora e pode carregar até 3000 camiões-cisterna/ano (ou equivalente a 0,08 bmc por ano).

Até 2009, a REN quer instalar mais um tanque de regaseificação. Com a nova infra-estrutura, as novas centrais de ciclo combinado poderão ser abastecidas com uma segurança acrescida, pois permitirá dispor de uma capacidade de abastecimento via terminal que supera o abastecimento efetuado pelo gasoduto. O terminal permitirá ainda diversificar as origens de gás. Na verdade, Portugal e Espanha têm sete terminais de GNL em serviço, enquanto os restantes países europeus são servidos por seis. A Península Ibérica, cuja capacidade de captação de GNL supera a do resto da Europa, poderá vir a ser uma alternativa de abastecimento de gás natural ao Sul da Europa, caso surjam problemas nos gasodutos do Leste. Se existirem bons gasodutos de ligação entre a Península Ibérica e França, os terminais ibéricos poderão configurar-se como uma plataforma alternativa numa crise oriunda da rede de gasodutos do Norte e do Leste da Europa¹⁴⁷.

A REN está ainda presente no negócio das telecomunicações, explorando a capacidade excedentária de telecomunicações das respectivas redes de electricidade e de gás natural, e no da comercialização de energia, através da participação de 90% no Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. (OMIP), o pólo português do mercado ibérico para a transacção de derivados de electricidade.

Em suma, a REN tem como objectivos explorar e desenvolver as actividades concessionadas e as interligações e terminais de descarga de

¹⁴⁷ Cf. José Penedos, in J. F. Palma Ferreira, «Gás Ibérico é a Alternativa ao Russo», in *Expresso*, (26/1/08), p. 27.

Com base na figura 7.31, é possível retirar algumas ilacções:

- A CGD (instituição de crédito integralmente detida pelo Estado português) e a Parpública (empresa que gere as participações financeiras do Estado português em diversas empresas) são accionistas das três empresas em análise: a CGD detém 1% da Galp, 5,25% da EDP e 5% da REN; a Parpública detém 7% da Galp, 20,49% da EDP e 31% da REN;
- Em relação à **GALP**, a base accionista da Galp Energia é dominada pelos signatários do acordo parassocial – a Amorim Energia, a CGD e a Eni – que em conjunto detêm 67% do capital social. Os investidores institucionais representam 20% do capital. Portugal continua a ser o país com maior número de investidores institucionais no capital da Galp Energia. Não obstante, a participação de investidores oriundos de países como a França, a Espanha, o Reino Unido e os EUA representam no total cerca de 50% dos investidores institucionais, tendo-se assistido durante 2007 a uma concentração de investidores institucionais fora da Península Ibérica, com a redução do peso de investidores institucionais nesta região de 89% para 37%. Observa-se assim que o aumento de investidores institucionais se concentrou fora de Portugal, o que demonstra uma maior visibilidade da Galp Energia na esfera internacional. A Amorim Energia está sediada nos Países Baixos e os seus principais accionistas são a Esperanza Holding B.V. (45%), a Power, Oil & Gas Investments B.V. (30%), a Amorim Investimentos Energéticos, SGPS, S.A. (20%) e a Oil Investments B.V. (5%). O comendador Américo Amorim controla, directa e indirectamente, 55% da Amorim Energia e os restantes 45% pertencem à Esperanza Holding B.V., controlada pela Sonangol, E.P., empresa estatal angolana.
- Quanto à **EDP**, o Estado português tem uma posição de 25,74%, ou seja, um quarto desta empresa. Dos 11 accionistas, seis são portugueses, detendo no conjunto 36,86%, ou seja, a participação de investidores oriundos de Portugal é menos de metade. A participação de investidores oriundos de países como a Espanha, a Suíça, a Argélia e os Emirados Árabes Unidos (Abu Dhabi) representa no total cerca de 22,12% dos investidores institucionais.

- Finalmente, em relação à REN, entre Setembro de 2000 e Dezembro de 2006, o Estado português vendeu 20% à CGD e 31% à Parpública, detendo estas duas empresas conjuntamente 51%. Dos sete accionistas, seis são portugueses, com 77,6% das acções. A entrada no capital da empresa pela Logoenergia, Oliren e Gestmin ocorreu em 2006, na sequência da venda realizada pela EDP de 15% das suas participações. Em relação a estas três empresas, a Logoenergia é uma empresa controlada pela Logoplaste, a Oliren é dos irmãos Oliveira, com empresas no sector têxtil, e a Gestmin é detida pela família Champalimaud.

7.2. As Infra-Estruturas de Petróleo e de Gás Natural Magrebinas: Vulnerabilidades e Riscos

7.2.1. Hidrocarnetos em Marrocos

Atualmente Marrocos está a tentar diversificar a sua economia, a qual é ainda dominada pelo sector agrícola.

Em relação ao petróleo e ao gás natural, Marrocos apenas produz pequenas quantidades.

Segundo as estimativas da EIA¹⁴⁸, em 2007 Marrocos detinha em termos de reservas provadas de petróleo 0,001 mil milhões de barris por dia, produzindo 3,75 mil barris/dia (dos quais 0,50 mil foram de crude). A sua capacidade de refinação foi de 155 mil barris/dia. Em termos de consumo foi de 180 mil barris/dia.

Quanto ao gás natural, segundo a mesma fonte, em 2006 as reservas provadas deste país eram de 1,7 mil milhões de metros cúbicos. É provável que Marrocos detenha reservas adicionais de hidrocarbonetos, nomeadamente as correspondentes às das bacias sedimentárias que ainda não foram exploradas. No mesmo ano, produziu 56,6 milhões de metros cúbicos e consumiu exactamente o mesmo.

O Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM) revelou-se bastante optimista em relação ao facto de vir a encontrar reservas

¹⁴⁸ EIA, «Morocco Energy Profile» (20/8/08, online disponível em http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=MO).

adicionais – sobretudo no *offshore* – na sequência das descobertas no território vizinho da Mauritânia¹⁴⁹.

Marrocos produz pequenas quantidades de petróleo e de gás natural a partir da bacia de Essaouira e pequenas quantidades de gás natural da bacia de Gharb. Consequentemente, Marrocos é o maior importador de energia do Norte de África. Os custos anuais totais com as importações de energia rondam os US\$1-1,5 mil milhões. Contudo, com a subida dos preços do petróleo os custos aumentaram (a título ilustrativo, em 2005 aproximaram-se dos US\$2 mil milhões por ano). Em 2003, o governo marroquino anunciou que as companhias estrangeiras podiam importar petróleo sem pagarem as taxas de importação. Este anúncio surgiu na sequência de uma decisão de 2000, segundo a qual Marrocos alterou a sua lei de hidrocarbonetos com a finalidade de oferecer uma isenção de 10 anos às empresas produtoras de petróleo em *offshore* e reduzir a participação do governo nas concessões petrolíferas futuras até um máximo de 25%.

No final de 2005, 19 companhias petrolíferas estrangeiras estavam a operar em Marrocos, com um investimento anual estimado em US\$56 milhões. Em Maio de 2004, a China Offshore Oil Corporation (CNOOC) obteve uma licença para perfurar perto de Agadir. Um mês antes, a companhia norueguesa Norsk Hydro assinou um contrato de exploração de 12 meses para a zona *offshore* no Noroeste de Safi, enquanto a dinamarquesa Maersk assinou um acordo de oito meses para oito blocos situados perto de Tarfaya. Em Março de 2004, a Calgary-based Stratic Energy comprometeu-se com um programa de exploração de três anos em dois blocos *onshore* no noroeste de Marrocos. As duas concessões cobrem uma area aproximada de 2485 quilómetros. Outras companhias estrangeiras estão envolvidas na exploração, incluindo a Petronas, a Cooper Energy NL, a Shell, a Total, e a Tullow Oil.

Concomitantemente, ao longo das últimas décadas o conflito entre Marrocos e a Frente Polisário em torno do Sara Ocidental continua sem resolução (*vide* Capítulo III, subcapítulo 4.3). Recentemente, tem-se verificado um interesse crescente em relação aos contratos de exploração petrolífera nas áreas *offshore* do Sara Ocidental. A legalidade destas ac-

¹⁴⁹ Cf. EIA, *Country Analysis Briefs – Arab Maghreb Union* (Abril de 2006, *online*, disponível em http://www.eia.doe.gov/cabs/European_Union/pdf.pdf), p. 4.

tividades continua a ser questionável até o estatuto do Sara Ocidental ficar estabelecido oficialmente.

Recentemente, a actividade no Sara Ocidental, que se estima ter reservas de hidrocarbonetos viáveis, tem sido objecto de alguma controvérsia¹⁵⁰. Em 2001, Marrocos concedeu contratos de exploração à Total e à Kerr-McGee, criando algum descontentamento na Premier Oil and Sterling Energy, que tinha previamente obtido licenças do governo da Polisário. Em 2005, o governo do Sara Ocidental no exílio convidou companhias estrangeiras para participarem através de ofertas na atribuição de 12 contratos de exploração *offshore*, com a esperança da atribuição em parceria de contratos de produção, em finais de 2005. Quer a Premier Oil, quer a Sterling Energy receberam direitos de exploração condicionados.

*«Foreign companies operating under Moroccan concession in Western Sahara have become targets of international protest campaigns. These companies include Total, Wessex Exploration, Svitzer (the British subsidiary of the Dutch company Fugro), Wales' Robertson Research International and Norway's TGS Nopec. All have ended their operations in Western Sahara, with the exception of Kerr-McGee. As of November 2005, the company was the last to be drilling in Western Sahara, although the Polisario government has pressured it to pull out.»*¹⁵¹

Não obstante os elevados riscos políticos e legais da exploração desta área, a pequena companhia norte-americana (formada em 2003) Kosmos Oil, cujo foco de actividades está centrado em África¹⁵², está a procurar atrair novos parceiros para participarem na exploração dos seus dois campos localizados no campo *offshore* marroquino Boujolour (adquiridos em 2005 da Kerr McGee). Se tudo correr como planeado, os estudos geológicos e as perfurações deverão começar entre 2008 e 2009. A Kosmos Oil considera que, apesar de a concessão ser de risco elevado,

¹⁵⁰ Cf. EIA, *op. cit.*, p. 4.

¹⁵¹ EIA, *op. cit.*, p. 4.

¹⁵² Com efeito, a Kosmos Oil detém seis participações: duas nos Camarões, duas no Gana, uma no Benim e uma em Marrocos.

compensará. A prospecção desta companhia dependerá da resolução do conflito do Sara Ocidental, sendo que a «Kosmos would require any resolution to entail autonomy, rather than independence, for its moroccan issued licences to be considered legal.»¹⁵³.

Marrocos dispõe de duas refinarias, cuja propriedade pertence à companhia saudita Corral Holdings Société Marocaine d'Industrie de Raffinage (SAMIR). As refinarias estão localizadas em Mohammedia e Sidi Kacem e têm uma capacidade combinada de 154 901 barris/dia. Em 2004, a refinaria de Mohammedia conseguiu atingir praticamente os níveis máximos de capacidade, após o fim das reparações necessárias na sequência das inundações e incêndios, em Novembro de 2002. Com a conclusão das reparações, registou-se um repentino aumento no *output* da refinaria de 49% em 2004. A refinaria de Mohammedia produz hoje em dia 80% a 90% dos produtos petrolíferos refinados do país. Em Junho de 2005, a SAMIR concedeu um contrato de US\$628 milhões para modernizar a refinaria de Mohammedia por um consórcio liderado pela italiana Snamprogetti SpA e a companhia turca Tekefen. Marrocos espera com o *upgrade* desta refinaria poder competir com produtores estrangeiros aquando da liberalização do Mercado em 2009. Espera-se que este *upgrade* esteja terminado em 2008.

No âmbito do gás, Marrocos é um país de trânsito das exportações do gás argelino para Espanha e Portugal. Estas exportações atravessam o estreito de Gibraltar através do gasoduto Magrebe-Europa MEG (11,5 biliões de metros cúbicos por ano). O gás natural do gasoduto MEG será utilizado para o projecto de energia marroquino em Al Wahda.

7.2.2. As Infra-estruturas de Petróleo e de Gás Natural na Argélia

Como já foi analisado nos capítulos anteriores, nos últimos anos, a Argélia tem registado uma evolução bastante positiva na sua economia. Em 2007, o crescimento real do PIB real foi de 4% e o peso das exportações dos hidrocarbonetos – petróleo e gás natural – representou 98% das receitas argelinas, sendo as principais responsáveis pelo crescimento

¹⁵³ Oil and Gas, «Kosmos Challenges Freeze in Western Sahara», in *Middle East & Africa Oil and Gas Insight*, n.º 16 (Londres, Agosto de 2007), p.13.

da economia deste país. Se os investimentos no âmbito do desenvolvimento do petróleo e do gás continuarem a bom ritmo, ambos os sectores poderão aumentar a respectivas capacidades de produção nos próximos anos.

As descobertas de petróleo na Argélia tiveram lugar a partir de 1948, passando a partir de então por três fases distintas, nomeadamente:

- 1.^a Fase – Ao longo dos anos 50 e 60, em que as maiores descobertas ocorreram em 1956. Depois do pico inicial, o último período desta fase foi marcado por uma redução contínua nos volumes descobertos cada ano.
- 2.^a Fase – Ao longo dos anos 70, caracterizando-se por um nível baixo mas constante de volumes descobertos.
- 3.^a Fase – Ao longo dos anos 80 e 90, em que parece anunciar-se um novo aumento dos volumes descobertos.

Do ponto de vista petrolífero, distinguem-se quatro províncias argelinas (umas mais maduras do que outras), nomeadamente¹⁵⁴:

- Leste do Sara – Com campos conhecidos de petróleo e de gás; estima-se que ainda tem um bom potencial por descobrir.
- Sara Central – Até recentemente foi considerado sobretudo rico em campos de gás (de tamanhos variáveis); porém, as recentes descobertas de petróleo permitem esperar novas evoluções.
- Sara Ocidental – É sobretudo rico em gás; não obstante, os seus recursos continuam praticamente todos por explorar.
- Norte da Argélia – Trata-se de uma área geologicamente bastante complexa e o seu potencial de hidrocarbonetos é apenas parcialmente conhecido, apesar de algumas descobertas de petróleo e de gás de pequenas dimensões.

Em termos históricos, as descobertas feitas desde 1948, a distribuição dos hidrocarbonetos ao longo das províncias petrolíferas e a repartição estratigráfica das acumulações conhecidas permitem o estabelecimento de uma classificação das províncias e dos objectivos. Per-

¹⁵⁴ Cf. H. Askri, *et al.*, «Géologie de l'Algérie» (Ministère de L'Énergie et des Mines, Contribution de SONATRACH Division Exploration, *online*, disponível em http://www.mem-algeria.org/fr/hydrocarbures/w1_0.pdf), p. I-5.

mitem ainda uma análise do futuro do potencial dos hidrocarbonetos, nomeadamente¹⁵⁵:

- As reservas de hidrocarbonetos descobertas até hoje na Argélia estão repartidas por aproximadamente 200 campos de petróleo e de gás, dos quais 73 estão localizados na bacia de Illizi, 57 nas bacias do Sara Central, 34 nas bacias de Gadamès – Rhourde Nouss e 31 na bacia de Oued Mya.
- Das reservas provadas iniciais, dos 10,2 bmc de hidrocarbonetos líquidos, apenas 25% são consideradas recuperáveis, segundo os actuais métodos de produção. Metade destas reservas já foi produzida. De acordo com as estimativas mais recentes, a quantidade de reservas petrolíferas prováveis e potenciais poderá atingir os 400 milhões de metros cúbicos.
- Das reservas provadas iniciais de gás natural, 4,6 tmc 80% são consideradas recuperáveis. Apenas 15% destas reservas foi produzida. Segundo as estimativas mais recentes, a quantidade de reservas de gás natural prováveis e potenciais poderá atingir os um trilhão de metros cúbicos.

Praticamente a totalidade das reservas descobertas até hoje situam-se no Sara (*vide* figura 7.32).

Com base nesta distribuição geográfica e dividindo o país em regiões mais ou menos petrolíferas, mais ou menos homogéneas, verifica-se a seguinte repartição:

- 67% das reservas iniciais de petróleo e de gás natural em produção estão localizadas nas províncias de Oued Mya e de Hassi Messaoud, onde se situam os dois campos gigantes de Hassi Rmel (gás) e de Hassi Messaoud (petróleo).
- A bacia de Illizi ocupa a terceira posição com 14% das reservas iniciais em actividade.
- Seguem-se as bacias de Rhourde Nouss (9%), Ahnet Timimoun (4%) e Gadamès que contém actualmente 3% das reservas.

¹⁵⁵ M. Attar e M. Hammat, «Le Potentiel en Hydrocarbures de L'Algérie», (Ministère de L'Énergie et des Mines, Contribution de SONATRACH Division Exploration, *online*, disponível em http://www.mem-algeria.org/fr/hydrocarbures/w4_0.pdf), p. IV-2.

ceiro lugar entre os maiores produtores de petróleo de África e a 12.^a posição a nível mundial.

Os analistas consideram que a Argélia está subexplorada, apesar de produzir petróleo desde 1956, e o Conselho Nacional da Argélia acredita que o país ainda tem um potencial de hidrocarbonetos vasto. Nos últimos anos, têm-se verificado novas e significativas descobertas de petróleo e de gás, sobretudo por companhias estrangeiras¹⁵⁶.

Relembrando alguns dados já indicados nos capítulos anteriores, segundo a BP, em finais de 2007¹⁵⁷, a Argélia detinha em reservas provadas de petróleo o equivalente a 12,3 mil milhões de barris, com um R/P de 16,8 anos, sendo o terceiro país de África (a seguir à Líbia e à Nigéria) com as maiores reservas provadas de petróleo. A bacia de Hassi Messaoud possui 70% do total das reservas provadas de petróleo do país. As restantes reservas situam-se na bacia Berkine. Com as recentes descobertas de petróleo e com planos para mais explorações através de perfurações, pensa-se que as reservas provadas de petróleo poderão aumentar nos próximos anos. Em termos de produção de petróleo, ao longo de 2007¹⁵⁸, a produção média de petróleo bruto foi de 2000 mil barris/dia.

Nos próximos anos, as perspectivas apontam para que a capacidade de produção de petróleo argelina aumente, dado o país ter planos para aumentar os investimentos na exploração e desenvolvimento dos esforços. O objectivo de produção petrolífera da Argélia para 2010 é de 2,0 milhões de barris por dia.

Em relação ao consumo interno de petróleo, em finais de 2007, foi de 270 000 barris por dia¹⁵⁹. Com este consumo interno, a Argélia prevê exportar em termos de petróleo (incluindo os líquidos) 1,84 milhões de barris/dia. No ano anterior, segundo a AIE, os EUA importaram 650 000 barris/dia (o equivalente a 35% das exportações petrolíferas argelinas). De acordo com a mesma fonte, entre Janeiro e Novembro de 2006, aproximadamente 37% do petróleo deste país foi exportado para

¹⁵⁶ Ao contrário dos grandes produtores de petróleo da OPEP, o sector petrolífero da Argélia tem estado aberto a investidores estrangeiros há mais de uma década.

¹⁵⁷ Cf. BP, *BP Statistical Review of World Energy*, Junho 2008, p. 6.

¹⁵⁸ Cf. BP, *op. cit.*, p. 8.

¹⁵⁹ Cf. BP, *op. cit.*, p. 11.

os países europeus da OCDE, destacando-se França (8%), Itália (7%), Espanha (6%), entre outros.

A Argélia deverá ter também um aumento nas exportações de petróleo nos próximos anos, devido à substituição do gás natural por petróleo no consumo de energia doméstica.

Em termos de qualidade, o petróleo argelino é considerado um dos que apresenta maior qualidade mundial, pois a sua mistura (*saharan blend*), os 45° API (o que significa que é mais leve do que a água e flutua) e o facto de apenas ter 0,1% de enxofre tornam-no bastante fiável para os países europeus que têm de respeitar as severas regulações da União Europeia, em relação à quantidade de enxofre na gasolina e no combustível a *diesel*.

A Sonatrach opera no maior campo petrolífero da Argélia – Hassi Massaoud. Localizado no centro do país, as grandes descobertas começaram em 1956 durante a primeira fase da exploração argelina. Entre 1962 e 1985 registou um declínio nas suas descobertas. Em 1993 as descobertas feitas pela Sonatrach-Repsol parecem indicar o início de um novo período em que serão possíveis descobertas excedendo os 50 milhões de metros cúbicos de hidrocarbonetos.

Em 2006, este campo produziu cerca de 440 000 barris/dia e a Sonatrach prevê aumentar a produção deste campo para 600 000 barris/dia nos próximos anos. Esta empresa opera também no campo Hassi R'Mel (a norte de Hassi Messaoud, no Sul de Argel), produzindo em torno dos 180 000 barris/dia de petróleo bruto. Outros campos em que a Sonatrach explora são os de Tin Fouye Tabankort Ordo, de Zarzaitine, de Haoud Berkaoui/Ben Kahla e de Ait Kheir¹⁶⁰.

Os operadores petrolíferos estrangeiros têm aumentado continuamente a sua participação na produção do petróleo argelino, com uma capacidade total de produção de 500 000 barris/dia. O maior produtor estrangeiro na Argélia é a Anadarko (EUA), com uma capacidade total de produção de 500 000 barris/dia. Com efeito, esta companhia opera no sul de Hassi Berkine e nos campos em Ourhound (no leste da Argélia), com um *output* combinado de 450 000 barris/dia. Actualmente, a Anadarko está a desenvolver sete novos campos de petróleo e de gás no bloco 208 da bacia Berkine. A Eni opera (com outros) no projecto

¹⁶⁰ Cf. EIA, *Country Analysis Briefs – Algeria*, *op. cit.*, p. 2.

Rhourde Oulad Djemma (ROD) no sudeste da Argélia, uma série de seis campos satélites que têm uma capacidade de produção de 80 000 barris/dia. Para além da Anadarko, existem mais companhias estrangeiras activas no país, nomeadamente: Amerada Hess (EUA), BHP-Billiton (Austrália, RU), BP (RU), Burlington Resources (EUA), Talisman (Canadá), Repsol (Espanha), Cepsa (Espanha), Agip (Itália), BP-Arco (RU), Halliburton (EUA), Petrobras (Brasil), CNPC (China), Total (França), Sinopec (China), Kufpec (Kuwait), Shell (EUA) e Statoil (Noruega).

Apesar de nos anos recentes a Argélia ter registado um influxo significativo de investimento estrangeiro, ainda dispõe de muitos campos petrolíferos que precisam de capital estrangeiro adicional e é necessário aumentar o investimento na recuperação de petróleo.

A Argélia utiliza sete terminais costeiros para exportar petróleo bruto, produtos refinados, gás de petróleo liquefeito (GPL) e gás natural liquefeito (GNL). Estes terminais situam-se em Arzew (responsável por 40% do total das exportações de hidrocarboneto), Skikda, Argel, Annaba, Oran, Bejaia e La Skikda (este último na Tunísia).

A rede de oleodutos argelinos facilita a transferência de petróleo do interior dos campos de produção para os terminais de exportação.

A Sonatrach é responsável por 3862 quilómetros de oleodutos para transporte de petróleo bruto no país. Os oleodutos mais importantes transportam petróleo bruto do campo Hassi Messaoud para os terminais de exportação (*vide* tabela 7.6). A Sonatrach também é responsável pelas redes de oleodutos de petróleo condensado e GPL que ligam Hassi R'mel e outros campos com Arzew. Actualmente, a Sonatrach está a expandir o *pipeline* de Hassi Messaoud-Arzew (o maior do país). O projecto visa a construção de um segundo, em linha paralela, o qual irá duplicar a capacidade da linha existente.

Tabela 7.6. Argélia: Maiores *Pipelines* de Petróleo Bruto

Origem	Destino	Extensão (km)	Capacidade (bbl/d)
Hassi Messaoud	Arzew	805	470 000
Hassi Messaoud	Bejaia	660	370 000
Hassi Messaoud	Skikda	644	520 000
In Amenas	Hassi Messaoud	628	390 000

Origem	Destino	Extensão (km)	Capacidade (bbl/d)
Hassi Berkine	Hassi Messaoud	290	110 000
El Borma	Mesdar	274	55 000
B. Mansour	Argel	129	77 000
Mesdar	Hassi Messaoud	113	

Fonte: EIA, *Country Analysis Briefs – Algeria*, Mar. 2007, p. 4.

A Argélia tem também um oleoduto de petróleo bruto ligado a um país externo, nomeadamente o que liga o campo petrolífero de In Amenas (no sudeste da Argélia) ao terminal de exportação em La Skikda (na Tunísia).

A Naftec, uma subsidiária da Sonatrach, opera em quatro refinarias argelinas, as quais aprovisionam a maior parte das necessidades do país em relação a produtos petrolíferos refinados. As refinarias têm uma capacidade combinada de 450 000 barris por dia. A refinaria Skikda (300 000 barris por dia) é responsável pela maior parte da produção dos produtos refinados argelinos. A refinaria Hassi Messaoud (30 000 barris por dia) fornece produtos ao sul da Argélia, enquanto a refinaria de Argel (60 000 barris por dia) processa petróleo bruto do campo Hassi Messaoud para o consumo na capital. Finalmente, a refinaria costeira Arzew (60 000 barris por dia) produz produtos para consumo interno e para exportação. Em Julho de 2006, a Sonatrach e a companhia chinesa CNPC puseram em funcionamento a pequena refinaria Adrar, localizada a 1498 quilómetros do sudoeste de Argel, com uma capacidade de 13 000 barris por dia¹⁶¹.

A rede de distribuição de carburantes é constituída por 1723 pontos de venda, dos quais 60% pertencem a operadores privados.

Ao lado da Sonatrach, a agência reguladora do Estado – Alnaft – promove a exploração do petróleo, assina contratos *upstream*, aprova planos de desenvolvimento e colecta as *royalties* e os impostos. Em 2006, a Argélia fez o seu sexto *round* de atribuição de licenças a investidores estrangeiros interessados no desenvolvimento das reservas de petróleo e de gás. Das 54 companhias que se mostraram interessadas, algumas das que ganharam os direitos de exploração foram a BP (ganhou três concessões), a BHP-Billiton (ganhou duas concessões), Shell (ganhou duas concessões) e a UAE-US *joint venture* Gulf Keystone (ganhou duas concessões).

¹⁶¹ Cf. EIA, *Country Analysis Briefs – Algeria*, *op. cit.*, pp. 4-5.

Gás Natural

Em relação ao gás natural, segundo a BP¹⁶², em finais de 2007, a Argélia tinha 4,52 tmc de reservas provadas de gás natural, com um R/P de 54,4 anos.

O maior campo de gás argelino é o Hassi R'Mel, descoberto em 1956, e tem reservas provadas de 2,4 bmc. Hassi R'Mel representa cerca de um quarto do total da produção de gás seco da Argélia.

Segundo a BP¹⁶³, em 2007 a Argélia produziu 83,0 bmc de gás natural, sendo o sexto maior produtor a nível mundial e o segundo maior entre os membros da OPEP (a seguir ao Irão). A produção comercial do gás natural na Argélia começou em 1961. Em 1997 a produção de gás natural na Argélia excedeu a produção de petróleo bruto pela primeira vez, apesar de desde então ter voltado a «cair» para valores de produção abaixo dos do petróleo bruto. A Argélia consumiu 24,4 bmc de gás natural em 2007¹⁶⁴.

Em relação à exportação de gás natural, em 2007, e mais uma vez segundo os dados disponibilizados pela BP¹⁶⁵, a Argélia exportou via gasoduto 34,03 bmc de gás natural e via marítima 24,67 bmc de GNL. Em termos de destinos de gás natural via gasoduto destacam-se Itália (22,10 bmc), Espanha (8,08 bmc), Portugal (1,39 bmc), Tunísia (1,30 bmc) e Eslovénia (0,44 bmc). Em relação aos principais importadores de GNL, no mesmo ano, foram França (7,85 bmc), Turquia (4,45 bmc), Espanha (4,32 bmc), (2,43 bmc), EUA (2,11 bmc), Japão (0,78 bmc), Reino Unido (0,64 bmc), Grécia (0,50 bmc), Índia (0,44 bmc), China (0,42 bmc), Bélgica (0,35 bmc), Coreia do Sul (0,24 bmc) e Taiwan (0,14 bmc). Ou seja, a União Europeia foi o principal importador em 2007 (16,09 bmc), seguindo-se a Turquia, os EUA e por fim a região Ásia-Pacífico (2,02 bmc).

Ainda em relação ao gás natural liquefeito (GNL), a Argélia, com o início da exploração em Arzew, em 1964, tornou-se no primeiro produtor de GNL. A Argélia é o quarto maior exportador de GNL (atrás da

¹⁶² Cf. BP, *op. cit.*, p. 22.

¹⁶³ Cf. BP, *op. cit.*, p. 24.

¹⁶⁴ Cf. BP, *op. cit.*, p. 28.

¹⁶⁵ Cf. BP, *op. cit.*, p. 30.

Indonésia, da Malásia e do Qatar), com 13% do total mundial. A maior parte das exportações de GNL argelino vão para a Europa Ocidental, sobretudo para França, Espanha e Reino Unido, e também para a Turquia. A Sonatrach tem contratos de exportação de GNL com a Gaz de France, Distrigaz (Bélgica), Enagas (Espanha), Botas (Turquia), Snam (Itália) e DEPA (Grécia).

A Sonatrach dispõe de uma frota de nove metaneiros para o transporte do GNL. Até 2010, a Sonatrach esperava transportar 35% das suas exportações e 50% até 2015.

Também no âmbito do gás natural é a Sonatrach que domina a produção e a distribuição por grosso na Argélia, enquanto outra companhia estatal – a Sonelgaz – controla a distribuição a retalho. A Argélia, um dos principais produtores e exportadores mundiais de gás natural, tem permitido um aumento do investimento estrangeiro neste sector e os produtores estrangeiros de gás têm estabelecido numerosos acordos de parceria com a Sonatrach. Existem também planos para a permissão de participação estrangeira no sector do retalho do gás natural. Alguns dos operadores estrangeiros na Argélia são a BHP-Billiton, a BP, a Repsol, a Statoil e a Total.

No domínio da exploração e da produção, o desenvolvimento da região In Salah vai ser crucial para o plano de aumentar a produção de gás natural. Este projecto, iniciado em 1997, ficou a cargo do consórcio de Gás In Salah – Sonatrach (50%), Statoil (25%) e BP (25%). Este consórcio tem direitos para desenvolver sete dos 12 campos na região In Salah.

O projecto In Salah Gas tem por missão a avaliação dos actuais poços e explorar novas reservas de gás natural na região (em quatro campos). Os campos controlados pelo consórcio têm como objectivo a produção anual de 9 bmc (25 milhões de metros cúbicos por dia) e 50 000-60 000 barris por dia de líquidos. A 16 de Dezembro de 2006 a jazida de In Salah entrou em produção.

Para além do projecto In Salah, a Argélia tem outros projectos de gás natural na região de em Illizi (província no Sudeste da Argélia, perto da fronteira líbia)¹⁶⁶, nomeadamente:

- **Projecto Ohanet** – Está a cargo do consórcio constituído pela BHP-Billiton e a Sonatrach. A produção de gás natural, de GNL e de

¹⁶⁶ Cf. EIA, *Country Analysis Briefs – Algeria*, *op. cit.*, pp. 6.

PGL em Ohanet começou em Outubro de 2003. Este projecto inclui uma instalação de processamento de gás natural com uma capacidade de 30 000 barris/dia de condensado e de 26 000 barris/dia de GPL.

- **Projecto Gassi Touil** – Projecto integrado de GNL: a Sonatrach e o consórcio espanhol Repsol/YPF/Gas Natural assinaram, em Dezembro de 2004, o contrato para a realização do projecto integrado de desenvolvimento, exploração, liquefacção e comercialização de gás natural oriundo dos campos de Gassi Touil e Rhourd Nous. O projecto beneficia de reservas recuperáveis na ordem dos 219 bmc de gás natural, de qualidade variável. Todavia, no primeiro semestre de 2007, a Argélia denunciou o contrato alegando o incumprimento das condições técnicas na operação dos campos por parte do consórcio espanhol. Esta situação está a ser resolvida pelos tribunais.
- **Projecto In Amenas** – Em Junho de 2006, a Sonatrach, a BP e a Statoil começaram a produzir gás natural no campo In Amenas. Quando atingir o pico de produção derá chegar aos nove milhões de metros cúbicos/ano de gás natural, dos quais 50 000 barris serão condensado e de GPL. O projecto inclui a construção de três *pipelines* para transportarem hidrocarbonetos do sistema de distribuição da Sonatrach em Ohanet.

O sistema interno argelino de gasodutos centra-se em torno do campo de gás Hassi R'Mel. O maior sistema de gasodutos liga Hassi R'Mel aos terminais de exportação de GNL, situados ao longo do mar Mediterrâneo. Um outro sistema, de 507 quilómetros, que produz 124 milhões de metros cúbicos/dia liga Hassi R'Mel a Arzew, enquanto um sistema de 507 quilómetros, que produz 56 milhões de metros cúbicos/dia liga Hassi R'Mel a Skikda. Um gasoduto mais pequeno (com 435 quilómetros) passa entre Hassi R'Mel e Isser, perto de Argel, e produz 19,5 milhões de metros cúbicos/dia.

Duas vias de acesso ligam a Argélia aos mercados europeus, permitindo a exportação de 60% do gás argelino exportado pela Sonatrach, nomeadamente:

- **Gasoduto Enrico Mattei ou Transmediterrânico** – Lançado em 1979, este gasoduto começou a funcionar em 1983, com uma capacidade inicial de 8 bmc de gás/ano. Numa segunda fase, perante

uma procura crescente pelo gás em Itália, o gasoduto foi reforçado com uma segunda linha em 1988 e posteriormente por uma estação de compressão em 1995. Actualmente, a sua capacidade atinge os 26 bmc, estando previsto a meio termo um aumento da sua capacidade para os 32,5 bmc/ano. Este gasoduto vai desde Hassi R'Mel até Itália, através da Tunísia, aprovisionando Itália, Tunísia e Eslovénia. Segundo a Sonatrach, trata-se de um instrumento da política de entrada do gás argelino em Itália e potencialmente nos Balcãs.

- **Gasoduto Duran Farell ou Magrebe-Europa Gás (MEG, também conhecido por Pedro)** – O MEG foi construído entre 1994 e 1996, ligando Hassi R'mel com Córdova, via Marrocos, e ligando Espanha e Portugal à rede de transmissão de gás. Um consórcio internacional, constituído pela espanhola Enagas, a marroquina SNPP e a argelina Sonatrach, é responsável pelo MEG. A sua capacidade inicial de 8,5 bmc/ano passou para 11,5 bmc em 2004.

Paralelamente, a partir de 2001 a Sonatrach viu a confirmação de vários projectos internacionais (na Europa, América Latina, África e Médio Oriente), a maior parte dos quais está ligada à actividade de comercialização:

- **Camisea (Peru)** – O governo peruano aceitou a Sonatrach como parceiro do consórcio responsável pela colocação de dois *pipelines* (a partir do campo de gás Camisea, situado no sudeste do Peru e as cidades de Lima e de Callao, ao longo da costa peruana), dos quais um será um gasoduto de 700 quilómetros, com uma capacidade de transporte inicial de 6,5 milhões de metros cúbicos/dia, para chegar até aos 13 milhões de metros cúbicos/dia; o outro será um oleoduto com uma capacidade de transporte de 7250 toneladas/dia.
- **Gasoduto Nigéria-Argélia (TSGP): «Economia e Ecologia»** – A Sonatrach (com 50%) e a NNPC (a companhia estatal de petróleo nigeriana, com os outros 50%) formaram o Consórcio Transariano de Gás Natural (NIGEL) – TSGP, em 2002. O projecto visa a construção de um gasoduto Transariano de 4188 quilómetros (dos quais 2310 quilómetros se localizam no território argelino, 840 quilómetros no Níger e 1037 quilómetros no território nigeriano), com uma capacidade inicial de exportação estimada em

20-30 bmc/ano, que ligará os campos de gás nigerianos de Abuja até Beni Saf, perto de Arzew (na Argélia). Este gasoduto permitirá o aprovisionamento de gás natural da região Oeste de África e poderá fornecer a Europa, surgindo como uma nova fonte de aprovisionamento. Este gasoduto evitará a queima na Nigéria de 250 000 barris/dia. A sua conclusão está prevista para 2015-2017.

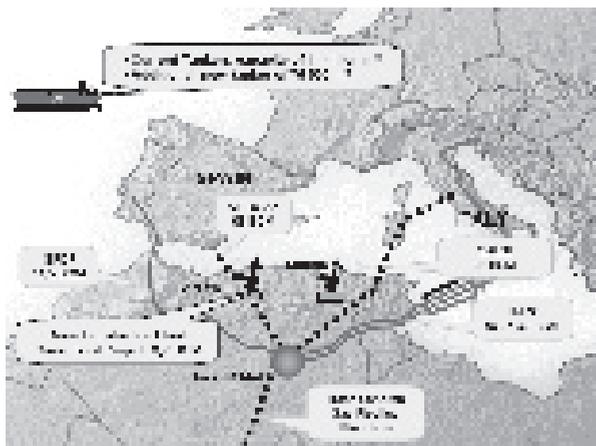
- **Projecto Gasoduto Galsi: ligação Argélia-Itália via Sardenha** – Em 2002, a Sonatrach assinou um acordo com seis parceiros para formar o consórcio Galsi. Esta nova sociedade é detida pela Sonatrach (36%), a Edison Gas (18%); a Enel (13,5%), a Wintershall (13,5%), a ERA (9%), a Progemisa (5%) e a SFIRS (5%). Este consórcio irá construir outro gasoduto desde a Argélia até Itália, cobrindo uma distância de 1470 quilómetros (a partir de Hassi R'Mel). Este gasoduto poderá servir Itália, Sul de França e os países europeus a norte dos Alpes. Terá uma capacidade inicial de exportação de 8 bmc/ano. Em Novembro de 2006, a Sonatrach assinou cinco acordos de venda/compra de gás natural com as companhias Edison, Enel, Hera, Ascopiave e Worldenergy.
- **Projecto MedGaz: Ligação Argélia-Europa via Espanha** – Desenhado como prioridade pela União Europeia, este projecto ilustra perfeitamente a política de parceria da Sonatrach. O consórcio formado pela Sonatrach (26,32%) e pela Cepsa (20%) reúne actualmente a Iberdrola (20%), a Endesa (12%) e a GDF-Gás de França (12%). Este consórcio irá construir um novo gasoduto (de 210 km) que fará a ligação entre Beni Saf (Argélia) e Almeria (Espanha), com uma eventual extensão para França. Terá um comprimento de 200 quilómetros *offshore* e 218 quilómetros *onshore*, com uma capacidade prevista de 8 bmc/ano. O gasoduto deverá estar concluído em 2009.

A Sonatrach tem previsto para o período de 2007 a 2011 um investimento de US\$46 biliões, que serão repartidos para vários projectos: In Amenas Gas, In Salah Gas, Gassi Touil – Projecto integrado de GNL, Skikda LNG Train, Galsi, Medgaz e TSGP¹⁶⁷.

¹⁶⁷ Cf. Fethi Arabi, «Sonatrach: A Reliable and Regular Gas Supplier», in *Conferência Security of Supply and Security of Markets* (Fundação Mário Soares e Galp Energia, Lisboa Fórum Energia, Lisboa: Centro Cultural de Belém, 2/10/07).

Através destes projectos e das respectivas parcerias internacionais, a Sonatrach irá criar novas rotas que contribuirão para uma maior segurança do acesso aos mercados europeus, maior segurança de acesso aos mercados *dowstream* e maior acesso às reservas internacionais (*vide* figuras 7.33, 7.34 e 7.35).

Figura 7.33. Plano de Desenvolvimento da Sonatrach: Segurança de Aprovisionamento (2007)



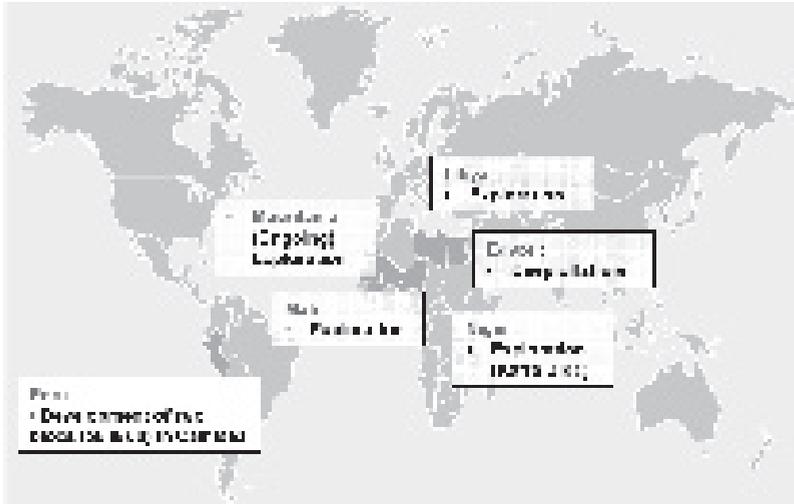
Fonte: Arabi, «Sonatrach: A Reliable and Regular Gas Supplier», 2/10/07.

Figura 7.34. Plano de Desenvolvimento da Sonatrach – Segurança dos Mercados/Segurança no Acesso aos Mercados Downstream (2007)



Fonte: Arabi, «Sonatrach: A Reliable and Regular Gas Supplier», 2/10/07.

Figura 7.35. Plano de Desenvolvimento da Sonatrach – Segurança dos Mercados: Acesso às Reservas Internacionais (2007)



Fonte: Arabi, «Sonatrach: A Reliable and Regular Gas Supplier», 2/10/07.

Até ao ano de 2010, a Sonatrach esperava exportar para a Europa 85 bmc por ano e 100 bmc por ano a partir de 2020.

Actualmente, a Sonatrach está a desenvolver novos laços de cooperação, a jusante da cadeia de gás. Com o estabelecimento de novos laços, a Sonatrach espera obter vantagens das sinergias no transporte e no fornecimento e assegurar um *portfolio* seguro de clientes.

Em Agosto de 2006, a Sonatrach e a Gazprom assinaram um acordo para uma maior cooperação na exploração, produção e fornecimento de gás. A este seguiu-se um acordo, a 21 de Janeiro de 2007, apelando à cooperação entre os monopólios de gás de ambos países, no que respeita à exploração, produção, transporte e *marketing* do gás. O alargamento da cooperação entre a Rússia e a Argélia no campo da extracção de gás e petróleo será vantajoso não só para as duas partes, mas para os países a quem a Rússia e a Argélia fornecem hidrocarbonetos. O consórcio público russo Gazprom propôs ao seu homólogo argelino Sonatrach oito poços de gás para exploração, tendo a Sonatrach escolhido quatro. Para além do mais, a Argélia foi convidada a participar na construção de uma fábrica de produção de gás condensado na região do Báltico, bem como estão a ser estudadas as possibilidades da participação nos mercados de

terceiros países, nomeadamente em operações comerciais e na coordenação de posições no âmbito do Fórum dos Países Exportadores de Gás.

Esta cooperação é encarada pela Europa com algum receio, pois os países da União Europeia temem que Moscovo esteja a tentar organizar uma espécie de OPEP do gás a fim de controlar os preços internacionais deste hidrocarboneto.

No âmbito do *downstream*, desde 1968 que a distribuição pública do gás natural tem vindo a registar um rápido crescimento. Por um lado, a abundância deste recurso e, por outro, a política de promoção desta energia, favoreceram a utilização generalizada do gás.

Os investimentos realizados no âmbito das infra-estruturas resumem-se da seguinte forma:

- Redes de grande transporte – A partir de 1968, a Sonatrach desenvolveu um conjunto de condutas com grandes capacidades, permitindo a colocação em prática de um amplo programa de exportação e alimentação do mercado nacional do gás. O primeiro gasoduto – Hassi R'mel-Arzew (de 509 quilómetros) – surgiu em 1961; a partir desta rede a Sonelgaz, encarregada da distribuição do gás no mercado doméstico argelino, desenvolveu um conjunto de canalizações secundárias de transporte de alta pressão para alimentar centrais eléctricas, clientes industriais de alta pressão e distribuições públicas de média e baixa pressões. Esta rede da Sonelgaz tem actualmente mais de 4580 quilómetros de canalizações.
- Redes de distribuição pública – Entre 1962 e 1968 a rede manteve-se praticamente sem alterações (de 1558 quilómetros a 1566 quilómetros), em que 1326 km eram em baixa pressão. No final de 2001, o comprimento da rede atingiu os 17 668 quilómetros.

Em suma,

«On peut conclure, pour le Cas Algérie, qu'il ne correspond pas bien sûr à un bassin ou une province homogène, et que son historique de recherche a été très influencé par des événements conjoncturels ou technologiques qui ont donné le résultat suivant: une période du «pétrole facile» entre 1956 et 1972; une période de «rupture» correspondant à des travaux de production et d'extension surtout; une nouvelle période du pétrole «moins faci-

le» dont on ne connaît pas encore la fin mais dont nous pouvons prévoir les résultats entre un minimum de 100 millions et un maximum de 400 millions de mètres cubes d'hydrocarbures en place à découvrir par année.»¹⁶⁸

Com efeito, grande parte das reservas de petróleo e de gás, mas sobretudo as de petróleo, já foram produzidas. Todavia, «Les ressources ultimes, générées migrées puis piégées dans les différents bassins sédimentaires, tout au long de leur histoire géologique, sont loin d'avoir été toutes explorées et encore moins découvertes.»¹⁶⁹.

7.2.3. As Infra-estruturas de Petróleo e de Gás Natural na Tunísia

O crescimento económico tunisino vem sobretudo do petróleo, da agricultura e do turismo. Não obstante, a Tunísia tem de importar petróleo para satisfazer a procura interna.

De acordo com as estimativas da BP¹⁷⁰, a Tunísia dispõe de modestas reservas provadas de petróleo (0,6 mil milhões de barris em finais de 2007, com um R/P de 16,7 anos). Grande parte das reservas petrolíferas tunisinas está situada no golfo de Gabés e no oásis de Gadamés, no sul do país. Em 2007, a Tunísia produziu cerca de 98 000 barris por dia de crude (+40,2% do que no ano anterior; todavia ainda não recuperou os valores alcançados entre 1982 e 1984 de 120 000 barris/dia)¹⁷¹. No presente, a capacidade de produção doméstica do país não consegue responder às necessidades internas de consumo. É provável que a Tunísia tenha capacidade de se auto-abastecer com parte do seu próprio petróleo até à próxima década; porém, terminado esse período a capacidade de auto-abastecimento dependerá de novas descobertas.

Em termos de organização do sector petrolífero, este é dominado pela companhia petrolífera nacional – Enterprises Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP) –, criada pelo governo em 1972. A missão da ETAP é

¹⁶⁸ M. Attar e M. Hammat, *op. cit.*, p. IV-10.

¹⁶⁹ M. Attar e M. Hammat, *op. cit.*, p. IV-2.

¹⁷⁰ Cf. BP, *op. cit.*, p. 6.

¹⁷¹ Cf. BP, *op. cit.*, p. 8.

gerir a exploração de petróleo e de gás natural, bem como as actividades de produção para o governo tunisino. A ETAP tem trabalhado no sentido de atrair companhias petrolíferas estrangeiras de forma a que estas financiem a exploração de petróleo, sobretudo nos pequenos campos petrolíferos. Nesse sentido, a Tunísia reformou as suas leis sobre os hidrocarbonetos, em Agosto de 2000. Uma das disposições mais importantes da nova lei para as companhias estrangeiras é a redução no imposto de 75% para 50% caso a ETAP detenha 40% de participação na concessão. Assim, a ETAP atribuiu um total de 44 licenças de exploração a 42 companhias nacionais e internacionais para desenvolverem as suas actividades no país.

Concomitantemente à atribuição de licenças de exploração domésticas, a ETAP está a desenvolver uma estratégia de exploração e produção noutros países. Com efeito, a companhia está a trabalhar na Síria com a alemã Preussag no desenvolvimento de pequenos campos de petróleo e assinou um acordo de cooperação petrolífero com o Iraque. Em Dezembro de 2004, os governos da Síria e da Tunísia assinaram um acordo para a exploração de petróleo no nordeste da Síria. A ETAP tem ainda acordos de *joint venture* com a argelina Sonatrach e a Companhia Nacional Petrolífera da Líbia.

A produção petrolífera da Tunísia arrancou em meados dos anos 60, a partir do campo El Borma. Hoje em dia, a maior parte da produção petrolífera tunisina (76%) vem de seis concessões que incluem Adam, Ashtart, Didon, El Borma, Miskar e Oued Zar; a restante produção vem de 29 pequenas concessões¹⁷². Em 2005, a prospecção do campo Adam, localizado em Borj el Khadra no oásis de Gadamés, tornou-se no maior campo de produção de petróleo do país com 18 000 barris/dia. A actividade de exploração do Borj el Khadra é desenvolvida pela Agip, em parceria com a Pioneer Natural Resources, a Paldin Resources e a ETAP. O campo petrolífero *onshore* El Borma, descoberto pela Agip em 1964 perto da fronteira argelina, produz cerca de 12 000 barris/dia. Este nível de produção está abaixo do seu pico de 70 000 barris/dia, atingido em 1985. O campo Ashtart é explorado pela ETAP e produz 11 500 barris/dia.

¹⁷² Cf. ETAP, Oil & gas resources – Hydrocarbon Production (2006, *online*, disponível em http://www.etap.com.tn/etap/o_g_res.html).

Em adição aos campos de produção petrolífera tunisinos, os operadores estrangeiros e nacionais continuam a explorar e a desenvolver novas descobertas de hidrocarbonetos no país. Uma parceria entre uma companhia petrolífera tunisina e uma kuwaitiana está a perfurar um jazigo *offshore* com reservas estimadas em seis milhões de barris de petróleo. A sueca PA Resources (PAR) envolveu-se no desenvolvimento e na exploração do campo Douleb, a concessão Zarat e o campo Tamesmida, e a sueca Lundin Petroleum explora um número de campos *offshore* – nomeadamente, o Isis e o Oudna. Em Fevereiro de 2004, a companhia tunisina independente HBS Oil Company anunciou uma descoberta de petróleo na ilha de Djerba. A Petroceltic anunciou em Dezembro de 2004 que tinha encontrado quer petróleo, quer gás no Sidi Toui, no poço 3 no bloco Ksar Hadada, no Sul da Tunísia. Em Abril do ano seguinte, a Mabdallah Saad al-Thani Corporation dos Emirados Árabes Unidos anunciou um acordo de exploração de cinco anos com a ETAP para o bloco El Jem, enquanto a Rigo Oil Company (EUA) anunciou um acordo de exploração para o bloco Tozeur-Sud. Em Fevereiro de 2006, a Tunísia concedeu à Petro Canada e à Anadarko acordos de dois anos, para a partilha de produção (PSA) com a ETAP para os blocos Cape Sirat e Bashtar.

Em Fevereiro de 2006, terminou a disputa de 35 anos pela exploração de petróleo entre a Tunísia e Malta. Os dois países assinaram um acordo, mediante o qual se prevê o desenvolvimento conjunto da plataforma continental entre Malta e a Tunísia. Os ministros que assinaram o acordo esperam encontrar petróleo na área da plataforma continental, a qual está localizada perto do campo petrolífero tunisino e do campo Bouari *offshore* da Líbia.

Em Março de 2007, 44 empresas petrolíferas tunisinas e estrangeiras tinham actividades nas 42 licenças de exploração.

A Tunísia dispõe apenas de uma refinaria, a qual está localizada em Bizerte e é dirigida pela companhia estatal Société Tunisienne des Industries de Raffinage (STIR), dispondo de uma capacidade de produ o de 34 000 barris/dia. No início dos anos 80, os planos propostos para duplicarem a capacidade da refinaria foram abandonados. Dada a sua relativa falta de capacidades de refina o, a Tunísia exporta crude, mas importa produtos refinados. Em Dezembro de 2005, o ministro tunisino da Indústria e da Energia abriu um leilão a companhias privadas para

um projecto para a construção de uma nova refinaria em La Skhirra. Em termos ideais, a refinaria deveria dispor de uma capacidade mínima de 120 000 barris/dia, ser construída numa base de *build-own-operate* adjacente ao terminal petrolífero de La Skhirra e começar as suas operações em 2010. A Tunísia dispõe de cinco terminais de exportação de petróleo na costa do Mediterrâneo. O maior situa-se em La Skhirra, no golfo de Gabés. Em Março de 2001, foi inaugurado um oleoduto com uma capacidade de 22 000 barris/dia e com 125,5 quilómetros entre o campo petrolífero de Sidi El Kilani e La Skhirra. La Skhirra também é responsável por 22% das exportações petrolíferas argelinas. Está ligado aos campos petrolíferos da bacia Illizi, no Sul da Argélia, por um oleoduto de 772,5 quilómetros. Outros terminais de petróleo da Tunísia incluem Gabés, Zarzis, Bizerte e o terminal *offshore* em Asstart.

No presente, a Tunísia está a voltar-se para o gás natural para conseguir responder às necessidades domésticas de energia. A empresa estatal de gás natural e electricidade – Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) – tem promovido a utilização do gás natural através de um sistema de incentivos que começou em 2005. Segundo o STEG, o gás natural representava 44% do consumo de energia primária do país, em 2005, comparado com os 14% em 2003.

Segundo os dados mais recentes da EIA, em 2006¹⁷³, em termos de reservas provadas, estima-se que a Tunísia dispõe de 77,87 bmc, sendo dois terços situados perto do mar. No mesmo ano, o país produzia 2,69 bmc; todavia, a procura interna é de 3,99 bmc.

A maior parte dos *outputs* do gás natural da Tunísia vêm do campo Miskar, localizado a 128,7 quilómetros *offshore* no golfo de Gabés. O campo foi descoberto em 1975 pela Elf, sendo que no presente é totalmente detido e desenvolvido pela British Gas (BG), actualmente o maior investidor no sector energético da Tunísia. Segundo a BG¹⁷⁴, o campo contém 42,5 bmc de reservas de gás natural. Em 2005 o campo Miskar atingiu os níveis recorde de produção com 5,7 milhões de metros cúbicos.

¹⁷³ Cf. EIA, «Tunisia Energy Profile» (20/8/08, *online*, disponível em http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=TS).

¹⁷⁴ Cf. EIA, *Country Analysis Briefs – Arab Maghreb Union* (Abril de 2006, *online*, disponível em http://www.eia.doe.gov/cabs/European_Union/pdf.pdf), p. 8.

cos/dia de gás natural, tendo abastecido mais de 50% da procura total de gás natural tunisina. Em colaboração com o governo da Tunísia, a BG instalou um equipamento novo de compressão de forma a expandir o *output* do campo Miskar. A BG tem o contrato de vendas de gás natural com a STEG, mediante o qual tem o direito de fornecer pelo menos 6,5 milhões de metros cúbicos/dia numa base de longo prazo.

A BG detém ainda a permissão de exploração Amilcar e Ulysse no golfo de Gabés e está ainda interessada em desenvolver o campo de petróleo e gás natural Hasdrubal, o qual está localizado na permissão Amilcar. A companhia já anunciou que o governo tunisino está praticamente a finalizar um plano de US\$600 milhões para o desenvolvimento do campo Hasdrubal. Nesse contexto, a BG planeia colocar *onstream* o campo de gás natural e gás condensado em 2009, com um *output* por grosso de 30 000 barris/dia de equivalente a petróleo.

A Tunísia tem cinco campos de gás situados no mar e em terra, nomeadamente:

- **Miskar** (no golfo de Gabés): principal reserva de gás tunisina, detido e explorado pela British Gas;
- **El-Franning**: explorado pela Sociedade Tunisina de Electricidade e de Gás;
- **El-Borma**: explorado pela Sociedade Tunisina de Electricidade e de Gás;
- **Baguel**: explorado pela Sociedade Tunisina de Electricidade e de Gás;
- **Zinnia**: explorado pela Sociedade Tunisina de Electricidade e de Gás.

Em conjunto, estes campos contribuem para a maior parte da restante produção de gás natural doméstica.

As empresas tunisinas constituem 19% do mercado de exploração e de produção do país. A ETAP gere as reservas nacionais e age como parceiro principal em praticamente todas as actividades de exploração e de produção pois detém 51% de todas as concessões. Mas são as empresas americanas que dominam com 38% do mercado, seguidas pelas empresas europeias com 19%, as canadianas com 12% e as asiáticas com 10%.

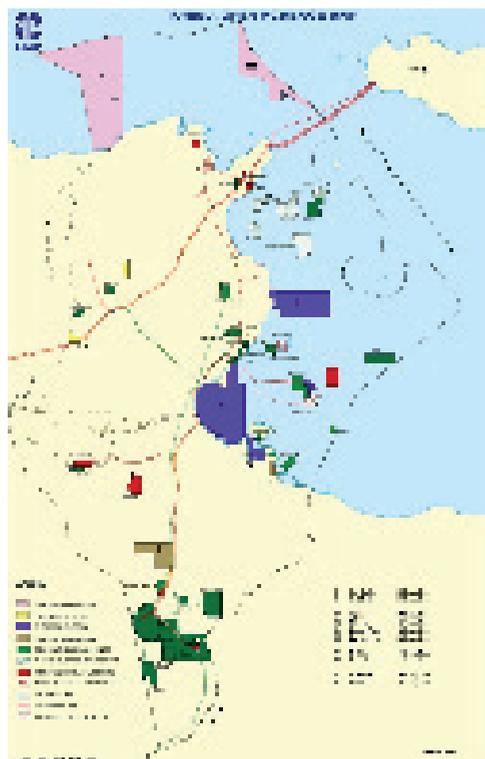
Os principais distribuidores são os seguintes: Sociedade Nacional de Distribuição de Petróleo (Tunísia), Shell (Holanda), ExxonMobil (EUA), Esso Tunisia (EUA), Pioneer Natural Resource Company (EUA), Total (França), Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company (Kuwait),

Croscos Integrated Drilling and Well Services (Croácia) e British Gas Tunisia (RU).

O gasoduto Transmediterrânico (TransMed), com uma capacidade de 26 bmc por ano, transporta o gás natural da Argélia até à Sicília, atravessando o Mediterrâneo desde o Cabo Bon.

Naturalmente, a Tunísia recebe *royalties* (5,25% – 6,75% do valor do gás natural, em dinheiro ou em espécie) deste gasoduto como pagamento pela passagem pelo seu território. Em Maio de 2005, a Agip, que desenvolve actividades juntamente com a Sonatrach neste gasoduto, concordou em expandir a capacidade da parte tunisina em 3,2 mil milhões de metros cúbicos/ano em 2008. Numa segunda expansão, que deverá estar completa em 2012, a capacidade da parte tunisina será aumentada em 3,3 mil milhões de metros cúbicos/ano, permitindo atingir uma capacidade total de 33,5 mil milhões de metros cúbicos/ano.

Figura 7.36. Tunísia: Exploração de Petróleo e Gás Natural & Pipelines (2008)



Fonte: ETAP, Fevereiro 2008.

Capítulo VIII

O Magrebe e a Segurança no Abastecimento de Energia a Portugal

8.1. Método Delphi – Explicação

O método Delphi, cujo nome se inspira no antigo oráculo de *Delphos*, foi utilizado, pela primeira vez, no início dos anos 50, pelo centro de investigação norte-americano RAND, como um instrumento para realizar previsões sobre um caso de catástrofe nuclear. Desde então tem sido utilizado como uma ferramenta para obter informações sobre o futuro, sobre assuntos relativamente aos quais existe conhecimento incerto e incompleto.

Trata-se de um processo de grupo que irá conduzir a que um conjunto de indivíduos como um todo trate um problema complexo.

Assim, um Delphi consiste na selecção de um grupo de peritos aos quais se pergunta a opinião sobre questões relativas a acontecimentos do futuro. As estimativas dos peritos realizam-se através de rondas sucessivas, anónimas, com a finalidade de se chegar a um consenso, mas assegurando a máxima autonomia dos participantes.

A capacidade de previsão do Delphi baseia-se na utilização sistemática de um juízo intuitivo emitido por um grupo de especialistas.

O método Delphi consegue, através da interrogação a peritos com a ajuda de questionários sucessivos, chegar a convergências de opiniões

e deduzir consensos eventuais. Os questionários são anónimos (actualmente, realizam-se através de correio electrónico) para evitar o «efeito de líder». O objectivo dos questionários sucessivos é diminuir a dispersão das opiniões.

O método apresenta um conjunto de princípios distintivos: i) utiliza painéis de especialistas; ii) apela à intuição dos participantes e ao seu posicionamento face a questões incertas, caracterizadas por informação limitada; iii) é interactivo, no sentido em que organiza a partilha das respostas e o *feedback* entre os participantes nas sucessivas rondas, fomentando a aprendizagem mútua; iv) pressupõe a garantia do anonimato das respostas; v) implica a não-confrontação face-a-face; vi) apresenta resultados qualitativos sob a forma de relatórios, conclusões, etc., e quantitativos (probabilidades subjectivas, médias, medianas, etc.); vii) engloba elementos exploratórios e, eventualmente, normativos; viii) assenta no posicionamento de peritos face a *statements* em contexto de incerteza e a elaboração de previsões subjectivas; ix) é potenciado pela ideia de que o futuro pode ser «moldado»/«construído», princípio de base da prospectiva, tentando utilizar a força de *self-fulfilling* e *self-destruction* da antecipação; e x) salienta os processos psicológicos envolvidos na comunicação.

As perguntas dos questionários referem-se, por exemplo, à probabilidade de realização de hipóteses ou de acontecimentos relacionados com o tema em estudo.

No seu conjunto, este método, propõe-se prever as transformações mais importantes que se irão produzir no fenómeno analisado ao longo dos próximos anos.

Tabela 8.1. Método Delphi: Tipo de Exercício e Objectivos

	Type of Exercise	Objectives
Delphi	Technological	Foresight Studies
	Environmental	Explore/reveal judgements
	Economical	Bring together judgements
	Social	Appreciate define topics
	Political	Decision-making in M<

Fonte: Calibum, *Delphi Online*, 2008.

Para pôr em prática um exercício Delphi devemos seguir os seguintes passos:

- **Formulação do problema** – Etapa fundamental dado que é com a definição do campo de investigação que se irão recrutar os peritos e avaliar os seus conhecimentos na matéria em estudo.
- **Escolha dos peritos** – Cada perito deverá ser escolhido tendo em consideração a sua capacidade de encarar o futuro e os seus conhecimentos sobre o tema consultado, independentemente dos seus títulos, funções ou nível hierárquico. Não existe um número óptimo de peritos para participarem num exercício Delphi, podendo este constar de um pequeno grupo ou de um grupo numeroso, dependendo do tipo de problema a ser investigado e da população passível de ser consultada.
- **Elaboração e envio dos questionários** (em paralelo com a fase anterior) – O questionário central do Delphi é estruturado contendo questões de natureza prospectiva, por exemplo visando detectar factores a serem valorizados no futuro, probabilidades e tempos de ocorrência, prioridades em termos de recursos e dificuldades e oportunidades. Os questionários são elaborados de maneira a facilitarem a resposta dos consultados. Preferencialmente as respostas devem ser passíveis de serem quantificadas e ponderadas. Formulam-se perguntas relativas ao grau de ocorrência (probabilidade) e de importância (prioridade), a data de realização de determinados eventos relacionados com o objecto em estudo (necessidade de informações sobre a envolvente, etc.). Por vezes recorre-se a categorias de respostas (Sim/Não; Muito/Médio/Pouco; Muito Importante/Importante/Pouco Importante) e de seguida tratam-se as respostas em percentagens até se agregar a maioria dos consultados numa categoria.
- **Desenvolvimento prático e exploração de resultados** – O questionário é enviado a um determinado número de peritos (há que ter em conta as perguntas que não são respondidas e as desistências; o grupo final não deverá ser inferior a 15). O objectivo dos questionários sucessivos é diminuir a dispersão das opiniões e determinar consensos de opiniões.

Para a obtenção dos principais resultados estatísticos utilizam-se medidas de localização – média, mediana – que nos indicam a

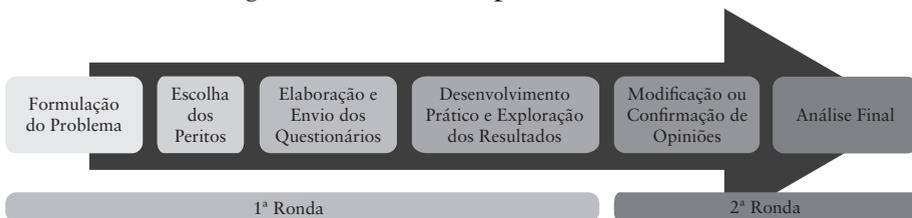
tendência central da distribuição ou o conjunto de respostas dos peritos, bem como o desvio padrão, que nos assinala o grau de dispersão das respostas.

Analizados os resultados da primeira ronda, realiza-se a segunda volta, que terá um duplo objectivo: por um lado, informar os peritos envolvidos dos resultados da primeira volta; e, por outro, referendar os resultados obtidos na consulta inicial. Normalmente, a experiência indica que as variações em relação aos resultados iniciais são poucas neste tipo de estudos. Na elaboração das perguntas da segunda ronda seguem-se os seguintes passos:

- Seleccionar a média ou a mediana das respostas às perguntas da 1.^a ronda, dependendo do tipo de pergunta, apesar de habitualmente – se os desvios típicos não forem grandes – se utilizar a média;
- Solicitar aos peritos que indiquem se estão de acordo ou em desacordo com a dita média;
- Pedir aos peritos que não respondam de acordo com a média, mas que argumentem as suas razões;

No decorrer da segunda ronda os peritos são informados dos resultados da primeira consulta de perguntas e devem dar uma nova resposta e, sobretudo, devem justificá-la no caso de esta ser fortemente divergente em relação à resposta do grupo. Calcula-se a nova média ou mediana (dos peritos que demonstrem desacordo). Se se considerar necessário far-se-á uma terceira ronda até se chegar a uma resposta definitiva: a média do consenso de opinião e a dispersão de opiniões.

Figura 8.1. Método Delphi: Passo a Passo



Fonte: Elaborado pela própria autora, Março 2008.

Em suma, uma das vantagens deste método é a quase certeza de obter um consenso no desenvolvimento das respostas aos sucessivos questio-

nários (não obstante, convergência ou consenso poderão não significar coerência). Geralmente, a informação recolhida no decorrer da consulta sobre os acontecimentos, tendências, rupturas determinantes na evolução futura do problema em estudo é rica e abundante. Este método pode ser usado quer no campo da tecnologia, quer no da gestão e economia, quer no das ciências sociais.

8.2. Exercício Delphi: A Sustentabilidade Futura das Relações Luso-magrebina em Termos Energéticos – uma Questão em Aberto

8.2.1. Exercício Delphi

Tendo por finalidade avaliar, tanto quanto possível, a sustentabilidade futura das relações luso-magrebina em termos energéticos, pusemos em prática o exercício Delphi. Para o tratamento estatístico dos resultados do exercício Delphi, recorreremos a uma aplicação deste método, sediada em <http://www.forecastingprinciples.com/>, que permite desenvolver e formalizar todo o processo através da Internet.

O exercício foi dividido em duas rondas e decorreu entre 1 de Abril e 20 de Outubro de 2008.

Primeira Ronda: 1 de Abril a 18 de Julho de 2008

Começámos pela **formulação do problema**. A questão central do problema sobre a sustentabilidade futura das relações luso-magrebina em termos energéticos é a de procurar inferir o grau de segurança energética para Portugal. O problema desdobrou-se em três tópicos, nomeadamente:

- Tópico I – Riscos de Turbulência no Magrebe
- Tópico II – Impactos das Alterações Climáticas nos Potenciais Conflitos no Magrebe
- Tópico III – Impactos de Turbulência no Magrebe

Neste exercício foram **escolhidos como peritos** personalidades que têm conhecimento sobre o problema em análise e/ou estão envolvidas neste processo em diferentes posições. A escolha destas pessoas teve como critério recolher as várias perspectivas: académica, empresarial,

diplomática, governamental e outras, sem dúvida complementares. Assim, participaram neste exercício 21 peritos.

Tabela 8.2. Peritos Participantes no Exercício Delphi

	n.º	Nome	<i>Background</i> Institucional
Académica	1	Prof. Doutor Álvaro Ferreira da Silva	Professor Associado da Faculdade de Economia da Universidade Nova de Lisboa
	2	Prof. Doutor Armando Marques Guedes	Professor Associado na Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa
	3	Prof. Doutor Heitor Romana	Professor Auxiliar no Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas
	4	Dr. Pedro Miguel Moreira da Fonseca	Assistente no Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas
Diplomática	5	Embaixador João Rosa Lã	Embaixador de Portugal em Marrocos
	6	Embaixador Luís Sampaio	Embaixador de Portugal na Argélia
	7	Embaixadora Maria Rita da França Sousa Ferro Levy Gomes	Embaixador de Portugal na Tunísia
Empresarial	8	Eng.º Ângelo Correia	Presidente da Câmara de Comércio e Indústria Luso-Árabe
	9	Prof. Doutor António Costa e Silva	Presidente da Partex Oil and Gas
	10	Eng.º Francisco de La Fuente Sánchez	Presidente da Fundação EDP
	11	Eng.º José Penedos	Presidente da REN
	12	Prof. Ricardo M. S. Bayão Horta	Presidente da Cimpor
	13	Eng.º Pedro Ricardo	Conselho de Administração da Galp Energia
Governamental	14	Dr. José Félix Ribeiro	Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais do MAOTDR
	15	Dr. Luís Canha Campos	Ministério da Economia e da Inovação
	16	Prof. Doutor Nuno Severiano Teixeira	Ministro de Defesa Nacional

	n.º	Nome	<i>Background</i> Institucional
Especialistas	17	Charles A. Buchanan, Jr.	Fundação Luso-Americana (FLAD)
	18	Embaixador Gonçalo Santa Clara Gomes	Vice-presidente do Conselho Geral do Instituto de Estudos Estratégicos e Internacionais; Euro Mesco
	19	Ian Lesser	German Marshall Fund of US
	20	Gen. José Loureiro dos Santos	Conferencista, autor de obras e de artigos na imprensa especializada sobre estratégia, segurança e defesa
	21	Luís Ferreira Lopes	Editor de Economia da SIC Notícias

Fonte: Elaborado pela própria autora, Abril 2008.

Seguidamente passámos para a **elaboração e envio dos questionários**. Os questionários foram enviados aos peritos seleccionados (*vide* Anexo G) e após as respostas dadas procedeu-se ao seu tratamento. Em primeiro lugar, verificou-se a taxa de respostas e o perfil dos peritos.

Tabela 8.3. Resultados dos Questionários: Taxa de Respostas & Dados sobre os Peritos

1ª Ronda		
	N.º	%
Peritos	21	
Respostas	21	100
Homens	20	95,23
Mulheres	1	4,76
Idade		
Abaixo dos 40	4	19,04
Acima dos 40	17	80,95

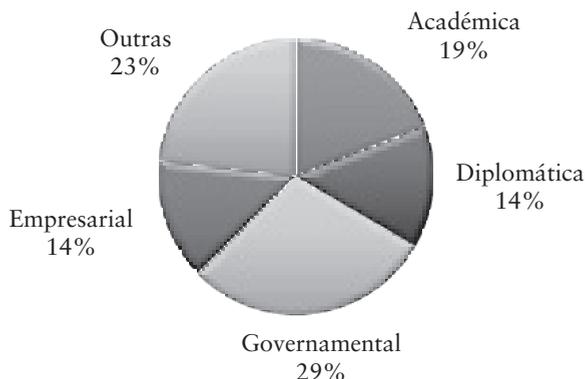
Fonte: Elaborado pela própria autora, Setembro 2008.

Para procedermos ao tratamento dos dados, recorreremos ao *software online*. A análise para cada resposta foi feita da seguinte forma:

- As médias de cada resposta – Quanto mais baixa for, maior é o número de respostas considerando as opções 1 e 2;

- O número de vezes que esta resposta foi escolhida como opção 1;
- O grau de abertura do intervalo das opções consideradas (melhor *rank*/pior *rank*).

Figura 8.2. Peritos: *Background* Institucional



Fonte: Elaborado pela própria autora, Setembro 2008.

Os resultados da primeira ronda encontram-se no Anexo J. Desta análise ressaltaram três perfis de respostas:

- As que se **polarizam em duas posições contrastadas** – quando existem duas posições ou grupo de posições próximas com valor superior a 30% –, como por exemplo, na questão que diz respeito à maneira como os regimes irão responder à eventual expansão do Islamismo político, os peritos dividem-se claramente entre aqueles que consideram que os regimes vão apostar na abertura democrática e na aceitação de partidos islâmicos desde que estes não sejam dominantes (43%) e aqueles que consideram que os regimes vão responder por repressão (38%).
- As que se **dispersam em múltiplas opções sem haver um padrão claro de contraste** – sempre que três ou mais respostas forem inferiores a 30%, havendo no máximo uma maior que 30% e menor que 60% –, como é o caso das respostas à questão sobre a forma como evoluirá a coordenação e integração dos grupos islamistas terroristas. Com efeito, a opinião dos peritos está profundamente dividida nesta pergunta entre: i) os que consideram que o mais provável é a pulverização dos grupos, sem avanços na integração na-

cional e regional (24%); ii) outros que acreditam na formação de redes à escala magrebina, mas concorrendo entre si (24%); iii) outros que consideram que se pode vir a assistir ao reforço da coordenação e integração no sentido de um comando único no Magrebe, defendendo que essa integração será feita com independência face à al-Qaeda (24%); iv) os que prevêem o reforço da coordenação e integração no sentido de um comando único afiliado à al-Qaeda (14%); v) por fim, os peritos que apontam para uma unificação nacional com colaborações pontuais fora da Europa (14%).

- As que apresentam um **padrão consensual** – quando existe uma ou um grupo de posições próximas com mais de 60% –, como por exemplo, na pergunta em que tendo em conta os relatórios do IPCC em relação às alterações climáticas, quais consideram ser as alterações climáticas que terão maior impacto nos países do Magrebe, 76% dos peritos aponta para as decorrentes dos recursos hídricos.

Segunda Ronda: 19 de Julho a 20 de Outubro de 2008

Tendo em conta as respostas que se polarizaram em duas posições contrastadas e as que se dispersaram, tornou-se necessário recorrer novamente aos peritos de forma a inferir se mantinham a sua posição inicial ou se pretendiam revê-la. Assim, enviámos novamente os questionários do exercício, apenas com as perguntas cujas respostas estavam polarizadas em duas posições contrastadas ou dispersas (*vide* Anexo H). Esses questionários foram acompanhados dos resultados da primeira ronda com a respectiva análise.

Após as respostas dadas procedeu-se ao seu tratamento. Em primeiro lugar, verificou-se a mesma taxa de respostas e o mesmo perfil dos peritos na primeira e na segunda rondas (*vide* tabela 8.2 e figura 8.2).

Seguidamente recorreu-se novamente ao *software online*. A análise para cada resposta foi feita tal como na primeira ronda:

- As médias de cada resposta – Quanto mais baixa for, maior é o número de respostas considerando as opções 1 e 2;
- O número de vezes que esta resposta foi escolhida como opção 1;
- O grau de abertura do intervalo das opções consideradas (melhor *rank*/pior *rank*).

Análise dos Resultados Finais

Nesta segunda ronda foram novamente submetidas aos peritos 14 perguntas¹⁷⁵, dado que sete apresentaram uma polarização em duas posições contrastadas e outras sete uma dispersão em múltiplas opções sem haver um padrão claro de contraste. Em relação ao primeiro grupo de respostas, após a segunda ronda, das sete, duas passaram a ser consensuais; quanto ao segundo grupo, das sete, cinco passaram a ter o consenso dos peritos e uma tornou-se polarizada em duas posições contrastadas.

Passemos agora à análise dos resultados.

Tópico I – Riscos de Turbulência no Magrebe
<p>No que diz respeito às principais causas da expansão futura do islamismo político, os peritos polarizam-se em duas posições contrastadas, mas que podem ser complementares: o reforço da influência cultural e social do Islão (48%) e a degradação da situação económico-social (38%).</p> <p>Em relação à forma como evoluirá no futuro o islamismo político, a posição dos peritos revela consenso, pois 71% considera que o islamismo político se dividirá em facções, umas mais moderadas e outras mais radicais, mantendo estes últimos supremacia sobre os primeiros (limitando as alianças dos primeiros).</p> <p>Quanto à posição dos grupos islamitas face às Forças Armadas e aos serviços de segurança, é também consensual, dado que a maioria dos peritos (76%) considera que os grupos islamitas procurarão infiltrar-se nas Forças Armadas e de segurança ou procurarão alianças com alguns sectores destas forças, mas não optarão por um ataque frontal. No que diz respeito à maneira como os regimes irão responder à eventual expansão do islamismo político, os peritos dividem-se claramente entre os que consideram que os regimes vão apostar na abertura democrática e na aceitação de partidos islâmicos desde que estes não sejam dominantes (52%), e os que consideram que os regimes vão responder por repressão (33%).</p>
<p style="text-align: center;">A esmagadora maioria dos peritos (81%) localiza no período 2010-2015 a concentração de maiores riscos políticos.</p>
<p>Quanto aos riscos de terrorismo, no que diz respeito aos principais focos de actuação terrorista, volta a haver um consenso, com a maioria dos peritos (62%) a apostar que os principais alvos serão alvos civis com grande repercussão mediática; alguns (14%) consideram que as instalações de países estrangeiros ou as infra-estruturas energéticas poderão ser também alvos (14%); e poucos (10%) consideram que os alvos militares ou os serviços de segurança venham a ser alvos.</p> <p>Em relação à forma como a luta contra o terrorismo poderá interferir no relacionamento entre os Estados do Magrebe, a maioria dos peritos inclina-se para que seja um factor de aproximação pontual (57%), embora uma minoria com expressão considere que poderá vir a ser um factor de união (24%).</p> <p>Os peritos dividem-se profundamente sobre a questão do papel futuro do Magrebe na geopolítica do terrorismo internacional: 43% considera que os países do Magrebe conseguirão em conjunto isolar e conter os grupos terroristas; outros 43% acham que o Magrebe se transformará numa das principais bases de actuação da al-Qaeda (dentre este grupo 29% defende que terá como foco de actuação Espanha e Europa; e 14% acha que o foco será apenas a região).</p> <p>Em relação à evolução da coordenação e integração dos grupos islamitas terroristas, a opinião dos peritos está profundamente dividida, traduzindo uma dispersão:</p> <p>Ressaltam as opiniões dos peritos que consideram que o mais provável é a fragmentação dos grupos, sem avanço da coordenação nacional e regional (33%), ou então a formação de redes à escala magrebina, mas concorrendo entre si, ou seja, um panorama de ausência de coordenação a nível nacional (14%);</p> <p>Alguns consideram que se pode vir a assistir ao reforço da coordenação e integração no sentido de um comando único no Magrebe, sendo que essa integração será feita com independência face à al-Qaeda (19%);</p> <p>Outros apontam ou para uma unificação nacional com colaborações pontuais fora da Europa (19%), ou para o reforço da coordenação e integração no sentido de um comando único afiliado à al-Qaeda (14%).</p>

¹⁷⁵ Dos três tópicos, com conjunto de seis questionários, foram realizadas 30 perguntas.

A concentração de maiores riscos de terrorismo ocorrerá, para 71% dos peritos, no período de 2010-2015.

Quanto aos **conflitos interestaduais/regionais**, em todas as respostas dadas pelos peritos verificou-se um padrão consensual.

Mais de metade dos peritos (62%) considera que as causas do conflito do Sara Ocidental derivam de razões geopolíticas e militares, dado que Marrocos e a Argélia sempre se opuseram nesta região, pois ambos querem ser a potência dominante; outros (29%) consideram as razões de política interna, pois uma vez que Marrocos outorgue a independência ao Sara Ocidental, corre o risco de outras regiões, como por exemplo o Rif, reclamarem o mesmo estatuto; 10% acham que se devem a razões económicas, pois o território tem importantes recursos, muitos investimentos e acordos já estabelecidos com multinacionais ocidentais (o que significa que Marrocos tem uma política económica a longo prazo para o Sara Ocidental).

Para a maioria dos peritos (76%) o conflito do Sara Ocidental vai manter-se sem resolução e sem despertar tensões interestaduais.

Em relação à evolução da situação de Ceuta e Melilla, a esmagadora maioria dos peritos (81%) considera que esta questão constituirá um foco constante de preocupação para Espanha devido aos fluxos migratórios que utilizam essas cidades.

Existe um grande consenso (90%) entre os peritos em considerar que Marrocos continuará a utilizar os dois enclaves como «válvula de escape para aliviar tensões internas», mas de forma controlada.

A maioria dos peritos (76%) localiza no período 2010-2015 a concentração de maiores riscos.

Tópico II – Impactos das Alterações Climáticas nos Potenciais Conflitos no Magrebe

A maioria dos peritos (76%) considera que as **alterações climáticas** que terão maior impacto nos países do Magrebe serão as decorrentes de recursos hídricos. E 71% dos peritos consideram que, dos três países em estudo, Marrocos será o mais afectado pelas alterações climáticas (o menos afectado será a Tunísia – 10%).

No que diz respeito ao tipo de ameaças decorrentes das alterações climáticas que serão mais visíveis nos países magrebinos, as opiniões dividem-se entre os 52% que acham que serão o resultado dos conflitos em torno do acesso a recursos naturais e os 48% que acham que decorrerão do agravamento das situações de pobreza e radicalizações sociais.

Relativamente à questão se o impacto das alterações climáticas conduzirá a conflitos, as opiniões dividem-se claramente entre os que acham que não conduzirá – 52% (revelando uma postura optimista), e os que defendem que conduzirá – 48%. Estes últimos dividem-se entre os que apontam para a ocorrência de conflitos deste tipo intrapaíses – Marrocos, Argélia e Tunísia (24%); os que serão interpaíses – Marrocos, Argélia e Tunísia (14%); e os inter-Magrebe e Europa (10%).

A grande maioria dos peritos (76%) localiza no período 2015 –... a concentração de maiores riscos.

Tópico III – Impactos de Turbulência no Magrebe

No âmbito dos prováveis **impactos de turbulência no abastecimento a Portugal**, praticamente metade dos peritos (48%) considera que a organização do mercado de gás natural por via da formação de um cartel de produtores reforçando o seu poder negocial será Provável; outra parte importante dos peritos (33%) considera Bastante Provável e 10% Muito Provável.

Outra resposta com consenso é aquela em que metade dos peritos (52%) considera Provável o aumento das exigências dos governos dos países do Magrebe no que respeita às condições de fornecimento energético; a opinião dos restantes peritos divide-se entre o Bastante Provável (24%) e o Muito Provável (24%).

Quanto aos riscos de interrupção decididos pelos governos como forma de forçar a renegociação dos termos e condições contratuais, existem duas posições contrastadas: por um lado, 62% atribuí-lhes pouca probabilidade (57% consideram Menos Provável e 5% Improvável); por outro lado, 43% consideram esta possibilidade Provável (25%), Bastante Provável (14%) e Muito Provável (5%).

As opiniões dos peritos encontram-se polarizadas sobre os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas. Por um lado, 48% reparte-se entre os que consideram que os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas serão Menos Prováveis (43%) e Improváveis (5%); por outro lado, 53% dividem-se pelos 29% que consideram Prováveis, 14% Bastante Prováveis e 10% Muito Prováveis.

Os peritos têm uma posição consensual em relação ao período em que localizam a concentração de maiores riscos no que respeita ao tópico em análise. 76% dos peritos localiza no período 2010-2015 a concentração de maiores riscos.

Em relação à forma como Portugal poderá contribuir para a segurança de abastecimento energético da Europa e, por essa via, reforçar a sua própria segurança, a maioria dos peritos (71%) acha que a política de cooperação actual da União Europeia com o Norte de África e a bacia Mediterrânica pode constituir um elemento de segurança energética no futuro, se se construírem mais terminais de GNL no litoral de Portugal com ligação à rede europeia de gasodutos. Praticamente metade dos peritos (48%) considera que a política de cooperação actual da União Europeia com o Norte de África e a bacia Mediterrânica pode constituir um elemento de segurança energética no futuro se evoluir para a criação de uma União do Mediterrâneo, que consolide um quadro de associação à União Europeia; a quase outra metade dos peritos (43%), defende que para que tal ocorra terão de ser reforçados os acessos a mercados e ajudas ao desenvolvimento da UE aos Estados magrebins.

Mais de metade (57%) dos peritos considera que as principais formas de protecção para Portugal face aos riscos de abastecimento energético serão através da diversificação de fontes de fornecimento energético em aliança com as NOC. As restantes opiniões repartem-se entre a aceitação de participação significativa no capital das empresas portuguesas que fazem a distribuição por parte das empresas de países fornecedores de energia magrebins (19%), a constituição de reservas estratégicas (14%) e a diversificação de fontes de fornecimento energético em aliança com as IOC que estão no *upstream* (petróleo e GN) (10%).

Em relação à questão de se procurar saber que elementos da política energética europeia poderão dar um maior contributo para a segurança energética de Portugal, as opiniões dos peritos polarizam-se em torno do mercado interno de energia e das redes transeuropeias que o suportem. Com efeito, 38% apostam no mercado interno de energia em pleno funcionamento; 33% considera a criação de interligações da Península Ibérica com o resto da Europa no âmbito da electricidade e do gás, permitindo as trocas; já as restantes opiniões dispersam-se por incentivos a uma maior utilização por parte dos países da UE de recursos a energias renováveis (19%) e o reforço da posição contratual europeia na negociação com os principais fornecedores de gás natural à Europa (10%).

Praticamente metade dos peritos (43%) localiza no período 2010-2015 (33%) a concentração de maiores riscos; as restantes opiniões repartem-se pelos outros dois períodos – 2015 –... (38%) 2008-2010 (19%).

8.2.2. Exercício Delphi: Construção de Quatro Cenários

Tendo em conta a análise dos resultados deste exercício Delphi, procurámos construir cenários alternativos com base numa matriz. Nesse sentido seguimos os seguintes passos:

- **Foco Estratégico**¹⁷⁶ – A Sustentabilidade Futura das Relações Luso-magrebins em Termos Energéticos.
- **Análise Temporal** – Tendo em conta as respostas dadas pelos peritos, a maioria localizou sempre no período 2010-2015, pelo que os cenários procuram ilustrar o que poderá ocorrer nesse período.
- **Identificação das Incertezas Críticas** – Tomámos as respostas dadas pelos peritos em que existe consenso como elementos pré-determinados¹⁷⁷.

Nas respostas em que estas são contrastadas ou se dispersam agrupámos como incertezas críticas¹⁷⁸ (*vide* tabela seguinte).

¹⁷⁶ Tema central em estudo que conduz a investigação e a elaboração dos cenários.

¹⁷⁷ Os elementos pré-determinados são forças críticas para o assunto em estudo e relativamente previsíveis no futuro.

¹⁷⁸ As incertezas críticas são, tal como os elementos pré-determinados, forças críticas para o assunto em estudo. São muito importantes porque se tornam na estrutura

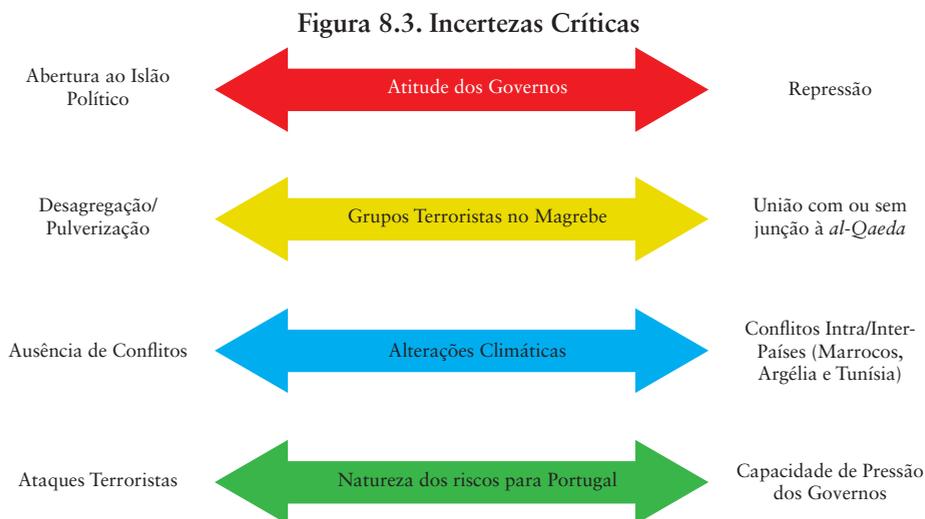
Tabela 8.4. Captura de Incertezas Críticas

Tópico I – Riscos de Turbulência no Magrebe
<ul style="list-style-type: none"> - No que diz respeito à maneira como os regimes irão responder à eventual expansão do islamismo político, os peritos dividem-se claramente entre os que consideram que os regimes vão apostar na abertura democrática e na aceitação de partidos islâmicos, desde que estes não sejam dominantes (52%), e os que consideram que os regimes vão responder por repressão (33%). - Os peritos dividem-se profundamente sobre a questão do papel futuro do Magrebe na geopolítica do terrorismo internacional: 43% consideram que os países do Magrebe conseguirão em conjunto isolar e conter os grupos terroristas; outros 43% acham que o Magrebe se transformará numa das principais bases de actuação da al-Qaeda (dentre este grupo 29% defendem que terá como foco de actuação Espanha e Europa; e 14% acham que o foco será apenas a região). - Em relação à evolução da coordenação e integração dos grupos islamitas terroristas, a opinião dos peritos está profundamente dividida, traduzindo uma dispersão: ressaltam as opiniões dos peritos que consideram que o mais provável é a fragmentação dos grupos, sem avanço da coordenação nacional e regional (33%) ou então a formação de redes à escala magrebina, mas concorrendo entre si, ou seja, um panorama de ausência de coordenação a nível nacional (14%); os que consideram que se pode vir assistir ao reforço da coordenação e integração no sentido de um comando único no Magrebe defendem que essa integração será feita com independência face à al-Qaeda (19%). Outros apontam ou para uma unificação nacional com colaborações pontuais fora da Europa (19%), ou para o reforço da coordenação e integração no sentido de um comando único afiliado à al-Qaeda (14%).
Tópico II – Impactos das Alterações Climáticas nos Potenciais Conflitos no Magrebe
<ul style="list-style-type: none"> - No que diz respeito ao tipo de ameaças decorrentes das alterações climáticas que serão mais visíveis nos países magrebins, as opiniões dividem-se entre os que acham que serão o resultado dos conflitos em torno do acesso a recursos naturais (52%) e os que acham (48%) que decorrerão do agravamento das situações de pobreza e radicalizações sociais. - Relativamente à questão se o impacto das alterações climáticas conduzirá a conflitos, as opiniões dividem-se claramente entre os que defendem que não conduzirá – 52% – e os que defendem que conduzirá – 48%. Estes últimos dividem-se entres os que apontam para a ocorrência de conflitos deste tipo intrapaíses – Marrocos, Argélia e Tunísia (24%); os que serão interpaíses – Marrocos, Argélia e Tunísia (14%); e os inter-Magrebe e Europa (10%).
Tópico III – Impactos da Turbulência para Portugal
<ul style="list-style-type: none"> - Quanto aos riscos de interrupção decididos pelos governos como forma de forçar a renegociação dos termos e condições contratuais, existem duas posições contrastadas: por um lado, 62% atribuí-lhes pouca probabilidade (57% considera Menos Provável e 5% Improvável); por outro lado, 43% consideram esta possibilidade Provável (25%), Bastante Provável (14%) e Muito Provável (5%). - As opiniões dos peritos encontram-se polarizadas sobre os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas. Por um lado, 48% repartem-se entre os que consideram que os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas serão Menos Prováveis (43%) e Improváveis (5%); por outro lado, 53% dividem-se pelos 29% que consideram Prováveis, 14% Bastante Prováveis e 10% Muito Prováveis.

Fonte: Elaborado pela própria autora, Outubro 2008.

para a elaboração do conjunto dos cenários. Com efeito, as incertezas críticas definem as dinâmicas que têm de ser monitorizadas e respondidas ao longo do tempo. Têm de responder aos três ii: serem independentes, incertas e importantes.

Tendo em conta as respostas, afiguram-se-nos como incertezas críticas



Fonte: Elaborado por Catarina Mendes Leal, Outubro 2008

Seguidamente escolhemos duas incertezas críticas mais contrastantes, independentes e incertas e que nos respondessem a duas questões-chave desta investigação:

- a. Riscos de Turbulência (intensidade e natureza) no Magrebe;
- b. Impactos da Turbulência para Portugal.

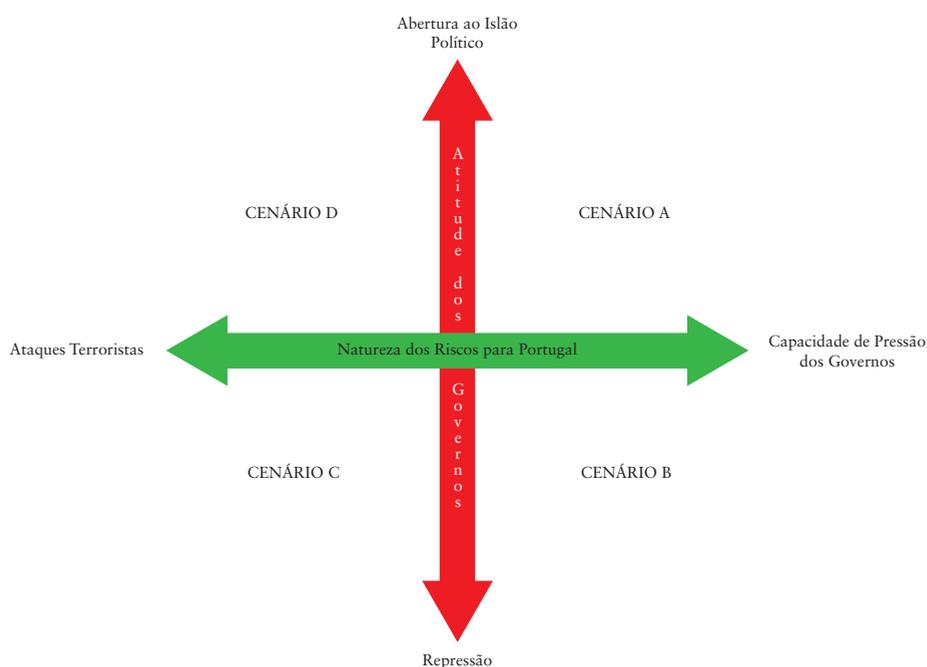
Assim, para responder à questão a. optámos por cruzar as duas primeiras incertezas críticas (atitude dos governos – abertura ao Islão ou repressão; grupos terroristas no Magrebe – desagregação/pulverização ou união com ou sem junção à al-Qaeda), por considerá-las como resultantes de duas situações contrastadas:

- Uma em que simultaneamente os governos abrem ao Islão político e se assiste a uma pulverização e desagregação dos grupos terroristas magrebinos;
- Outra em que os governos optam pela repressão em paralelo com um processo que conduz à união dos grupos terroristas com ou sem junção à al-Qaeda.
- Não escolhemos a incerteza sobre as alterações climáticas – conflitos intra/interpaíses (Marrocos, Argélia e Tunísia) ou ausência de conflitos – porque considerámos que não preenche todas as carac-

terísticas de incerteza crítica, dado que não é suficientemente importante para os impactos no horizonte 2010-2015.

- Considerámos que a quarta incerteza sobre a natureza dos riscos para Portugal – capacidade de pressão dos governos ou ataques terroristas – concretiza de forma contrastada o tipo de riscos com os quais Portugal poderá vir a confrontar-se num contexto de forte turbulência no Magrebe.

Figura 8.4. Matriz – Quatro Cenários Possíveis (2010-2015)



Fonte: Elaborado por Catarina Mendes Leal, Outubro 2008.

Tabela 8.5. História de Cada Um dos Cenários & Respectivas Estratégias a Adotar por Portugal

Cenário A – «A Caminho da Estabilidade» Abertura ao Islão Político & Capacidade de Pressão dos Governos
<p>Neste cenário, face ao reforço da influência cultural e social do Islão, fruto da degradação da situação económico-social, os regimes apostariam na abertura democrática e na aceitação de partidos islâmicos desde que estes não sejam dominantes. O islamismo político dividir-se-ia em facções, umas mais moderadas e outras mais radicais.</p> <p>Estas últimas poderiam tentar infiltrar-se nas Forças Armadas e de segurança, ou procurariam alianças com alguns sectores destas forças.</p>

Neste cenário seria provável a fragmentação dos grupos terroristas existentes, sem avanço da coordenação nacional e regional, ou então a formação de redes à escala magrebina mas concorrendo entre si, ou seja, um panorama de ausência de coordenação a nível nacional.

Os principais focos de actuação terroristas seriam os alvos civis com grande repercussão mediática. A luta contra o terrorismo funcionaria como um factor de aproximação pontual entre os Estados do Magrebe. Na geopolítica do terrorismo internacional, os países do Magrebe conseguiriam em conjunto isolar e conter os grupos terroristas.

Apesar de as causas do conflito do Sara Ocidental derivarem de razões geopolíticas e militares, dado que Marrocos e a Argélia sempre se opuseram nesta região, pois ambos querem ser a potência dominante, o conflito do Sara Ocidental manter-se-ia sem resolução, mas também sem despertar tensões interestaduais.

Em relação à evolução da situação de Ceuta e Melilla, esta questão constituiria um foco constante de preocupação para Espanha devido aos fluxos migratórios que utilizam essas cidades. Marrocos continuaria a utilizar os dois enclaves como «válvula de escape para aliviar tensões internas», mas de forma controlada.

Assistir-se-ia a uma organização do mercado de gás natural por via da formação de um cartel de produtores, a nível global, reforçando o respectivo poder negocial, e assistindo-se em paralelo ao aumento das exigências dos governos dos países do Magrebe no que respeita às condições de fornecimento energético. Poder-se-iam mesmo admitir, em certos casos, riscos de interrupção decididos pelos governos como forma de forçar a renegociação dos termos e condições contratuais. Já os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas seriam menos prováveis

Estratégia

Perante este cenário, em que, por um lado, não existiria turbulência e, por outro, os governos magrebinos seriam exigentes recorrendo às suas NOC para pressionar os compradores,

- Portugal deveria incentivar e impulsionar a política de cooperação actual da União Europeia com o Norte de África e a bacia Mediterrânica. Esta política de cooperação poderia evoluir para a criação de uma União do Mediterrâneo que consolidasse um quadro de associação à União Europeia ou apenas conduzir ao reforço dos acessos a mercados e ajudas ao desenvolvimento da União aos Estados magrebinos;
- Portugal deveria aceitar a participação significativa de NOC (nomeadamente, da Argélia e/ou nigerianas) no capital de parte das empresas portuguesas que utilizam o gás natural argelino a distribuição por parte das empresas de países fornecedores de energia magrebinos;
- Portugal deveria diversificar as fontes de fornecimento de petróleo em aliança com as NOC e com as IOC que estão no *upstream* (petróleo e GN);
- Seria fundamental o pleno funcionamento do mercado interno de energia e a criação de interligações da Península Ibérica com o resto da Europa no âmbito da electricidade e do gás, permitindo as trocas;
- Paralelamente, os incentivos a uma maior utilização por parte dos países da União Europeia do recurso a energia renováveis seriam outra solução de peso.

Cenário B – «No Fio da Navalha» Repressão & Capacidade de Pressão dos Governos

Neste cenário, face ao reforço da influência cultural e social do Islão, fruto da degradação da situação económico-social, os grupos islamitas políticos ganhariam maior protagonismo, ao que os regimes responderiam por repressão. Neste contexto, não seria surpreendente que os grupos islamitas políticos procurassem infiltrar-se nas Forças Armadas e de segurança ou aliar-se a alguns sectores destas forças, com o objectivo de inverter esta situação a médio e longo prazo.

Verificar-se-ia uma coordenação e integração dos grupos islamitas terroristas com uma unificação nacional, embora sem obedecer a um comando único da al-Qaeda. Perante este processo, também se assistiria a um reforço da cooperação entre os regimes magrebinos, isolando e contendo com sucesso os grupos terroristas.

Em relação à evolução da situação de Ceuta e Melilla, esta questão constituiria um foco constante de preocupação para Espanha devido aos fluxos migratórios que utilizam essas cidades.

Marrocos continuaria a utilizar os dois enclaves como «válvula de escape para aliviar tensões internas»; não obstante, correria o risco de a situação lhe sair fora do controlo se se assistisse a uma implantação muito forte da al-Qaeda nesta área.

Apesar de as causas do conflito do Sara Ocidental derivarem de razões geopolíticas e militares, dado que Marrocos e Argélia sempre se opuseram nesta região, pois ambos querem ser a potência dominante, o conflito do Sara Ocidental manter-se-ia sem resolução, mas também sem despertar tensões interestaduais.

Assistir-se-ia a uma organização do mercado de gás natural por via da formação de um cartel de produtores, a nível global, reforçando o respectivo poder negocial, e assistindo-se em paralelo ao aumento das exigências dos governos dos países do Magrebe no que respeita às condições de fornecimento energético. Podendo mesmo admitir-se, em certos casos, riscos de interrupção decididos pelos governos como forma de forçar a renegociação dos termos e condições contratuais. Já os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas seriam menos prováveis, dada a grande concentração de meios militares e de segurança que os governos afectariam para a protecção dessas infra-estruturas tidas como vitais para a economia desses países.

Estratégia

Neste cenário em que os governos estariam dilacerados com lutas internas, mas que, não obstante essa situação de vulnerabilidade, continuariam a pressionar os compradores externos através das suas NOC,

- Portugal deveria continuar a apostar na política de cooperação actual da União Europeia com o Norte de África e a bacia Mediterrânica de forma a que esta evoluísse para a criação de uma União do Mediterrâneo que consolidasse um quadro de associação à União Europeia; e, paralelamente, deveriam ser reforçados os acessos a mercados e ajudas ao desenvolvimento da União aos Estados magrebinos;
- O mercado interno de energia deveria estar em pleno funcionamento de forma a criar interligações da Península Ibérica com o resto da Europa no âmbito da electricidade e do gás, permitindo as trocas;
- Neste cenário seria importante o reforço da posição contratual conjunta europeia na negociação com os principais fornecedores de gás natural à Europa;
- Portugal deveria diversificar as fontes de fornecimento energético em aliança com várias NOC e com várias IOC que estão no *upstream* (petróleo e GN), podendo, eventualmente, aceitar a participação significativa no capital das empresas energéticas portuguesas.

Cenário C – «Sem Controlo» Repressão & Ataques Terroristas

Neste cenário, face ao reforço da influência cultural e social do Islão, fruto da degradação da situação económico-social, os grupos islamitas políticos ganhariam maior protagonismo, ao que os regimes responderiam por repressão. Neste contexto, não seria surpreendente que os grupos islamitas políticos procurassem infiltrar-se nas Forças Armadas e de segurança ou aliar-se a alguns sectores destas forças, com o objectivo de inverter esta situação a médio e longo prazo.

Neste cenário, assistir-se-ia à coordenação e integração dos grupos terroristas no sentido de um comando único afiliado à al-Qaeda. Na geopolítica do terrorismo internacional, o Magrebe transformar-se-ia, desta forma, numa das principais bases de actuação da al-Qaeda. Os principais alvos dos ataques terroristas localizados no interior dos países magrebinos seriam quer alvos civis, quer infra-estruturas energéticas. Posto que a al-Qaeda, também utilizaria a base magrebina para atacar os interesses europeus, e espanhóis, em particular, com acções de grande violência.

Em relação à evolução da situação de Ceuta e Melilla, esta questão constituiria um foco constante de preocupação para Espanha devido aos fluxos migratórios que utilizam essas cidades. Marrocos continuaria a utilizar os dois enclaves como «válvula de escape para aliviar tensões internas»; não obstante, correria o risco de a situação lhe sair fora do controlo se se assistisse a uma implantação muito forte da al-Qaeda nesta área.

Apesar de as causas do conflito do Sara Ocidental derivarem de razões geopolíticas e militares, dado que Marrocos e a Argélia sempre se opuseram nesta região, pois ambos querem ser a potência dominante, o conflito do Sara Ocidental manter-se-ia sem resolução, mas também sem despertar tensões interestaduais.

No que respeita às condições de fornecimento energético, os riscos de interrupção decididos pelos governos como forma de forçar a renegociação dos termos e condições contratuais seriam poucos. Pelo inverso, neste cenário, os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas seriam uma realidade.

Estratégia

Neste cenário em que o Magrebe estaria mergulhado numa situação mais caótica,

- Portugal deveria ter em conta que a política de cooperação da União Europeia com o espaço magrebino teria um peso menos relevante, devido à forte turbulência da zona;
- Os elementos da política energética europeia que poderiam contribuir para a segurança energética de Portugal seriam os incentivos a uma maior utilização por parte dos países da União ao recurso a energias renováveis;
- Neste cenário seria importante a criação de operadores verdadeiramente europeus agindo à escala europeia e apostando na diversificação de fontes de aprovisionamento;
- Portugal deveria poder contribuir para a segurança energética da Europa no futuro através da construção de mais terminais de GNL no litoral de Portugal com ligação à rede europeia de gasodutos.

Cenário D – «Continuidade dos *Statu Quo Actual*» Abertura ao Islão Político & Ataques Terroristas

Neste cenário, face ao reforço da influência cultural e social do Islão, fruto da degradação da situação económico-social, os regimes apostariam na abertura democrática e na aceitação de partidos islâmicos desde que estes não fossem dominantes. O islamismo político dividir-se-ia em facções, umas mais moderadas e outras mais radicais. Estas últimas aliar-se-iam aos grupos terroristas.

Verificar-se-ia uma coordenação e integração desses grupos islamitas terroristas com uma unificação nacional, apresentando-se como afiliados à al-Qaeda, mantendo no entanto uma forte autonomia operacional. Perante este processo, também se assistiria a um reforço da cooperação entre os regimes magrebinos, procurando isolar e conter, nem sempre com sucesso, os grupos terroristas. Em relação à evolução da situação de Ceuta e Melilla, esta questão constituiria um foco constante de preocupação para Espanha devido aos fluxos migratórios que utilizam essas cidades. Marrocos continuaria a utilizar os dois enclaves como «válvula de escape para aliviar tensões internas»; não obstante, correria o risco de a situação lhe sair fora do controlo se se assistisse a uma implantação muito forte dos grupos terroristas de Marrocos nesta área.

Apesar de as causas do conflito do Sara Ocidental derivarem de razões geopolíticas e militares, dado que Marrocos e a Argélia sempre se opuseram nesta região, pois ambos querem ser a potência dominante, o conflito do Sara Ocidental manter-se-ia sem resolução, mas também sem despertar tensões interestaduais.

No que respeita às condições de fornecimento energético, os riscos de interrupção decididos pelos governos como forma de forçar a renegociação dos termos e condições contratuais seriam poucos. Pelo inverso, neste cenário, os riscos de interrupção de fornecimento energético por ataques terroristas às infra-estruturas seriam uma realidade.

Estratégia

Neste cenário, de certa forma, conturbado,

- Portugal deveria continuar a apostar na política de cooperação actual da União Europeia com o Norte de África e a bacia Mediterrânica de forma a que evoluísse no sentido da criação de uma União do Mediterrâneo que consolidasse um quadro de associação à União Europeia; e, paralelamente, deveriam ser reforçados os acessos a mercados e ajudas ao desenvolvimento da União aos Estados magrebinos.
- O mercado interno de energia deveria estar em pleno funcionamento de forma a criar interligações da Península Ibérica com o resto da Europa no âmbito da electricidade e do gás, permitindo as trocas.
- Portugal deveria diversificar as fontes de fornecimento energético em aliança com várias NOC e com várias IOC que estão no *upstream* (petróleo e GN), podendo, eventualmente, aceitar a participação significativa no capital das empresas energéticas portuguesas.

ANEXO A

Berberes

Os berberes, cuja palavra provém do latim *barbarus* e significa «que vive à margem do povo romano», julga-se que são descendentes de povos de várias origens – incluindo ocidental, sariana e europeia. Constituem um conjunto de populações não árabes que acabaram por ser islamizadas, ligadas entre si pelo uso de dialectos berberes, da família de línguas afro-asiáticas (chleuh, tamazight, tamasheq, etc.). Encontram-se repartidos pela zona setentrional de África, desde Marrocos a oeste até ao Egipto a leste, e até ao Níger a sul. Com efeito, os berberes encontram-se divididos pelos seguintes países: Marrocos (mais de 10 000 000), Argélia (5 500 000), Mauritânia (400 000), Tunísia (250 000), Líbia (200 000) e Egipto (15 000).

Uma das características das sociedades berberes é o facto de se terem organizado em pequenas entidades tribais ou aldeias pouco hierarquizadas, muito estáveis, defensoras da sua liberdade e refractárias a qualquer autoridade superior. Daí terem conseguido evitar a total submissão aos invasores sucessivos (fenícios, romanos, bizantinos e árabes) e, embora tenham abraçado rapidamente o Islão, mantiveram a sua própria identidade étnica e linguística.

A língua berbere pertence ao grupo linguístico camítico e é raramente escrita, tendo-se mantido principalmente nas regiões rurais, sobretudo nas zonas montanhosas (Rif e Atlas marroquinos; Aurès e Kabylia, na Argélia) e isoladas (Matmata e Djerba, na Tunísia; oásis de Sioua, no Egipto), e no deserto no caso dos tuaregues nómadas.

Estima-se que existam entre 20 e 25 milhões de pessoas que falam os dialectos berberes, principalmente em Marrocos e na Argélia, mas também fazem parte deste grupo os tuaregues, predominantemente nómadas do Sara.

Porém, a comunidade berbere não se comunica, pois os grupos estão dispersos em imensos territórios. Sempre minoritária, a língua berbere não é considerada oficial em nenhum Estado. Apesar de algumas tentativas limitadas, nunca atingiu o estatuto de língua escrita.

Actualmente assiste-se ao renascimento do berbere, sobretudo na Argélia e em Marrocos, com a reivindicação de uma identidade, a dos imazighen («homens li-

vres»), de uma língua (o tamazight), de uma escrita (o tfinagh, que deriva de alfabetos muito antigos e que apenas foi utilizada até ao início dos anos 70 pelos tuaregues). Trata-se de um conjunto de exigências de tipo cultural com uma vontade de obter o reconhecimento da língua e da personalidade berbere.

Marrocos é o país com a população berbere mais numerosa. Com efeito, os berberes fixaram-se em Marrocos em alturas diferentes e não constituem uma raça homogénea. Refugiando-se nas regiões montanhosas, sobreviveram a sucessivas invasões – as das civilizações da bacia do Mediterrâneo, dos árabes e, muito mais tarde, dos franceses e dos espanhóis.

Dois em cada três marroquinos são, em termos linguísticos e culturais, berberes.

Embora a estrutura tribal dos berberes seja complexa, podem identificar-se três grupos, cada um com as suas histórias. Os sanhaja, pastores nómadas oriundos do sul, habitam o Alto Atlas Central e Oriental, o Médio Atlas e o Rif. Falam os dialectos do grupo tamazight. Os masmouda, agricultores, estabelecidos, vivem na sua maioria no Alto Atlas e falam o dialecto chleuh. Foi uma tribo masmoudiana que fundou o Império Almóada no século XII. Os zenets são caçadores e pastores que vieram de leste e se fixaram na parte oriental de Marrocos. Falam o dialecto do grupo znaatiya. Fundaram a dinastia Meríndia no século XIII.

A 17 de Outubro de 2001, o rei Mohammed VI criou o Instituto Real da Cultura Amazigh (IRCAM) para promover a cultura berbere.

Em termos políticos, no meio rural, habitado sobretudo pelos berberes que falam amazigh, os partidos representam forças conservadoras completamente à margem do sistema *Makhezen*.

Na Argélia existe um verdadeiro movimento reivindicativo, com uma ancoragem social. Em 1980, assistiu-se à «Primavera Berbere», que se traduziu por manifestações em que os berberes de Kabylia clamavam pela oficialização da língua. Em 1996 uma reforma da Constituição argelina reconheceu a importância berbere para o país ao lado do árabe e do islamismo. Paralelamente, as autoridades lançaram um Alto Comissariado para o amazigh. No ano 2000, a partir de Paris, entrou no ar a televisão berbere. Em Maio de 2002, uma modificação constitucional atribuiu o estatuto de «língua nacional» ao berbere, apesar de o árabe continuar a ser a língua oficial argelina. A 16 de Janeiro de 2005, o governo argelino assinou um acordo com os líderes da minoria berbere, segundo o qual se comprometeu a um reconhecimento mais amplo da língua.

ANEXO B

O Islão: Origens

O profeta Maomé faleceu em 632 sem deixar claro quem deveria ser o seu sucessor na liderança da *Umma*. Nesse contexto, foram sendo eleitos sucessivamente quatro califas ou «sucessores do enviado de Deus», nomeadamente: Abu Bakr (632-634), Omar (634-644), Otman (644-656) e Ali (656-661).

Quando Otman faleceu ocorreu uma disputa em torno de quem deveria ser o novo califa. Para alguns essa honra deveria recair sobre Ali, primo de Maomé e casado com a sua filha Fátima. Para outros, o califa deveria ser o primo de Otman, Muawiyah (governador da Síria). Quando Ali foi eleito califa, em 656, Muawiyah contestou a sua eleição, o que originou uma guerra civil entre os partidários das duas facções. Ali acabou por ser assassinado em 661 e Muawiyah conquistou o poder para si e para a sua família, fundando a dinastia dos Omíadas. Contudo, o conflito entre os dois campos continuou e em 680 Hussein, filho de Ali, foi massacrado pelas tropas de Yazid, filho de Muawiyah.

Estas lutas estão na origem das três correntes em que o Islão se divide: os kharijitas, os xiitas e os sunitas. Estas correntes vão subdividir-se em várias escolas jurídicas.

Os **kharijitas** ou **caridjitas** («os que cindiram») foram o primeiro ramo a formar-se no Islão durante o cisma de 655-661 entre Ali e Muawiya sobre quem deveria ser o califa.

Os kharijitas consideravam que qualquer homem, até mesmo um escravo, poderia ser eleito califa, desde que reunisse um elevado carácter moral e religioso, e que era legítimo contestar um poder considerado injusto. Por estas razões, tornaram-se apelativos para as tribos de beduínos que se sentiam excluídas das estruturas organizativas do vasto império árabe liderado pelos omíadas e também para os *mawali*, os convertidos ao Islão que não sendo de origem árabe, eram por causa disso discriminados e obrigados a pagar elevados impostos.

Os kharijitas viriam, por sua vez, a dividir-se em vários sub-ramos: azraqitas, najadat, sufris e ibadistas. Os ibadistas são os únicos sobreviventes no mundo con-

temporâneo, englobando a maioria dos muçulmanos de Omã, mas dispendo de pequenos núcleos presentes no oásis de Mzab (Argélia), na ilha de Djerba (Tunísia) e em Zanzibar. Actualmente, representam menos de 1% dos muçulmanos.

Os **partidários de Ali** (*Shiat Ali*, ou seja, **xiitas**) acreditam que os três primeiros califas foram usurpadores e que retiraram a Ali o seu direito legítimo de líder da *Umma*. Esta crença é justificada em *hadiths* que afirmam que quando Maomé se encontrava ausente nomeava Ali como líder da comunidade. Os muçulmanos xiitas acreditam que o líder da *Umma* – o imã – deve ser um descendente de Ali e de sua mulher Fátima.

O Islão xiita pode, por sua vez, ser subdividido em três ramos principais, de acordo com o número de imãs que reconhecem: 1) xiitas duodecimanos, reconhecem 12 imãs desde Ali. O 12.º imã, o Mahdi, desapareceu em 874. Para este ramo, o Mahdi não morreu, mas continua «escondido» e reaparecerá ao fim de um tempo para restaurar o reino da justiça e da verdade; 2) ismaelitas, aceitam os seis primeiros imãs e pensam que Ismaïl, em vez de Moussam Kazem, foi o sétimo e último imã; 3) zaiditas, reconhecem cinco imãs. Em suma, todos estes grupos estão de acordo em relação à legitimidade dos quatro primeiros imãs, discordando em relação ao quinto e ao sexto.

Os xiitas representam 10% a 12% dos muçulmanos, ou seja, 150 a 170 milhões de pessoas do mundo. Vivem, na sua maioria, no Médio Oriente, e existem importantes comunidades xiitas no subcontinente indiano, na Ásia Central e no Cáucaso. Existe também uma diáspora xiita espalhada pelo mundo.

Em relação ao **Islão sunita**, os seus seguidores baseiam a sua religião no Alcorão e na *Sunna*, ou seja, num conjunto de princípios e de ideias registados nos livros de *Hadith*. As colecções *Hadith* de Sahih Bukhari e Sahih Muslim são consideradas pelos sunitas como as mais importantes. Para além destes dois livros, os sunitas reconhecem outros quatro *Hadith* de autenticidade credível (apesar de não tão elevada como os de Bukhari e Muslim). Estes seis *Hadith* constituem os chamados «Seis Livros» ou o *Kutubi-Sittah*.

Tal como aconteceu no xiismo, também na corrente sunita existem ramos diferentes: os berailvi, os deobandi e os wahhabi, que consideram os xiitas como apóstatas (desertores) do Islão.

Os sunitas são a tendência maioritária, ou seja, representam perto de 90% do mundo muçulmano.

ANEXO C

Irmandade Muçulmana

A Irmandade Muçulmana (*jamiat al-Ikhwan al-muslimun*)¹⁷⁹ significa literalmente Sociedade de Irmãos Muçulmanos. Trata-se da designação de um movimento islâmico do qual surgiram várias organizações religiosas e políticas no Médio Oriente. Apesar de existirem vários «braços» da Irmandade noutros países, estes são estruturalmente separados; todavia, estão ligados pela ideologia comum do Islão sunnita, bem como pela ideia de serem uma organização além-fronteiras.

Criada em 1928 pelo egípcio Hassan al-Banna, a **Irmandade Muçulmana** contou, desde o início, com uma grande adesão e rapidamente se expandiu para outros países. Actualmente, a Irmandade é uma das forças políticas e religiosas mais influentes no mundo islâmico, sobretudo no mundo árabe.

A Irmandade Muçulmana tem como grande objectivo a criação do califado islâmico, segundo o Alcorão e sob a égide da *Sharia*.

A primeira Irmandade foi fundada em 1928 por Hassan al-Banna no Egipto, sendo o Egipto ainda hoje considerado como a sede do Movimento. Esta organização opõe-se às tendências seculares das nações islâmicas (por exemplo, a Turquia) e pretende «regressar» aos ensinamentos do Alcorão, rejeitando as influências ocidentais. Rejeita, igualmente, as influências Sufi. O lema da organização é o seguinte: «Alá é o nosso objectivo. O Profeta o nosso líder. O Alcorão a nossa lei. *Jihad* é o nosso caminho. Morrer pelo caminho de Alá é a nossa maior esperança».

Com efeito, a Irmandade Muçulmana defende a criação de um governo islâmico, seguindo os princípios consignados no Alcorão («O Alcorão é a nossa Constituição»). A interpretação do Islão é bastante conservadora em relação aos assuntos sociais, como por exemplo em relação ao papel da mulher. Acredita que o Islão im-

¹⁷⁹ Cf. Catarina Mendes Leal, «A Importância do Islamismo Político no Médio Oriente» in *Informação Internacional* 2006, suplemento (Departamento de Prospectiva e Planeamento, Lisboa: DPP, 2007), pp. 219-260.

põe ao homem a luta pela justiça social, a erradicação da pobreza e da corrupção, e a liberdade política, tal como estão definidas no Estado islâmico. É fortemente hostil ao colonialismo e teve um importante papel na luta contra o domínio ocidental no Egipto e noutros países muçulmanos no início do século XX.

Esta organização encontra-se implantada com mais força no Levante árabe do que no Magrebe ou no Norte de África. Em vários países do mundo árabe, a Irmandade é uma das principais forças de oposição aos governos, como acontece no Egipto, na Síria e na Jordânia, e é politicamente activa em praticamente quase todos os países muçulmanos. Existem também braços da diáspora em países do Ocidente, através de imigrantes que tinham previamente sido activos nos seus países de origem.

Ao contrário do que se crê no Ocidente, a Irmandade persegue os seus valores pacificamente e defende a participação em sistemas democráticos, bem como a reforma democrática das ditaduras. Todavia, aceita excepções no caso de ocupação militar, e o seu braço na Palestina – o Hamas – colocou em prática uma luta violenta contra Israel.

No Magrebe, a Irmandade teve uma influência tardia. Com efeito, tal como no Levante, no Egipto e no Magrebe, o movimento foi um dos motores da construção das identidades nacionais graças ao ensino da língua e da literatura árabe clássica, bem como das ciências ocidentais com a finalidade de conter o maraboutismo e o culto dos santos considerados como o «ópio do povo» e que apenas beneficiava a colonização (caso da Argélia). Em Marrocos, existem simpatizantes da Irmandade entre os líderes do Istqlal. Na Tunísia, ela influenciou Rachid Ghanouchi e Abdel Fattah Mourou, que fundaram a Associação para a Defesa do Alcorão, em 1971, seguido do Movimento de Tendência Islâmica em 1981, rebaptizado de Ennahda em 1988. Todavia, a Tunísia não tem nenhuma ligação orgânica com a Irmandade Muçulmana egípcia. Na Argélia a Irmandade não tem nada a ver com a FIS, apesar de alguns membros egípcios da confraria terem desempenhado um importante papel na arabização e na islamização do sistema de ensino argelino (como por exemplo, Mohammad Ghazzali ou Qardhawi) nos anos 70 e 80, segundo as ordens da FLN, então no poder. Em 1990, foi criado o MSP, por Mahfud Nahnah, argelino e membro da Irmandade Muçulmana egípcia. Este partido está actualmente no poder pois faz parte do governo de coligação.

Hoje em dia, a Irmandade Muçulmana conseguiu ter em alguns países representantes nos Parlamentos, quer através de partidos políticos reconhecidos, quer como independentes. Com efeito, desde os ataques terroristas de 11 de Setembro de 2001, grupos islamitas têm tido sucesso nas eleições legislativas. Daí que a Irmandade Muçulmana tenha vindo a conseguir estar representada nalguns Parlamentos: Jordânia, Iraque, Bahrein, Egipto, Argélia e Palestina.

ANEXO D

O Islão e as Dinastias de Marrocos

A partir do final do século VII, chegou ao território de Marrocos um grupo de invasores que trouxe uma religião relativamente recente – o Islão. O verdadeiro conquistador árabe de Marrocos foi Moussa ibn Nosaïr que, activo desde 705, colocou o território desde Tânger ao Vale do Draa sob o controlo do califa *ummayyad* (omíada) em Damasco. O Islão foi introduzido com alguma resistência da população berbere. Com efeito, os berberes do Magrebe rebelaram-se contra os suseranos árabes e, geralmente mas nem sempre, contra o Islão.

A Dinastia Edrícida (788-985)

Entretanto o Islão dividiu-se em duas correntes principais: a sunita e a xiita. Em 786, o califa sunita omíada esmagou os muçulmanos xiitas. Um deles, Edris ibn Abdallah, escapou do massacre e foi recebido em Marrocos como um prestigiado líder religioso. Em 789, os aouraba, uma tribo berbere de Volubilis, fizeram dele o seu líder. Edris I criou um pequeno reino e começou a erguer uma nova cidade – Fez. Os edrícidas são considerados a dinastia fundadora e a primeira das várias dinastias reinantes de Marrocos. O reino de Edris I foi o primeiro reino islâmico autónomo em Marrocos.

O seu filho – Edris II – desenvolveu a cidade de Fez que rapidamente ficou densamente povoada e se tornou um prestigiado centro religioso. Através de um acordo de refugiados de Kairouan e da Andaluzia, a cidade depressa se transformou num foco da islamização e arabização do Norte de África. Com a morte de Edris II, o reino foi dividido entre os seus dois filhos e depois pelos seus descendentes, que foram incapazes de impedir os ataques simultâneos dos dois poderosos rivais do califado abássida: os xiitas da Tunísia e do Egipto e o califado omíada de Córdova (sunitas que durante muito tempo lutaram por Fez e pela submissão das tribos berberes). Depois de 926, os Edrícidas abandonaram Fez, retirando-se para as montanhas do Rif.

A Dinastia dos Fatímidas (909-934)

A dinastia Fatimida foi uma dinastia xiita que governou várias áreas do Magrebe, o Egipto e o Levante (entre 910 e 1171). A elite governante do Estado pertencia

ao braço ismaelita xiita. Os líderes desta dinastia eram imãs ismaelitas xiitas, detendo um importante significado religioso para os ismaelitas muçulmanos. Estes imãs faziam parte da cadeia de titulares do califado. Com efeito, foi o único período em que o imã xiita e o califado se uniram, com exceção do califado de Ali.

A dinastia foi fundada em 909 por Abdullah al-Mahdi Billah, cuja legitimidade vinha da sua descendência do Profeta, através da sua filha Fátima e do seu marido Ali ibn Abi Talib (que foi o primeiro imã xiita). Daí o nome da dinastia ter sido Fatimida.

O controlo de Abdullāh al-Mahdi's estendeu-se até ao Magrebe Central, ou seja, uma área que englobava as cidades modernas de Marrocos, Argélia, Tunísia e Líbia, as quais foram governadas a partir de Mahdia, a nova capital construída na Tunísia.

A partir de 1040, os zirids (governadores do Norte de África sob os fatimidas) declararam a sua independência dos fatimidas e a sua conversão ao Islamismo sunita ortodoxo, o que conduziu às devastadoras invasões dos Banū Hilal.

A Dinastia dos Almorávidas (1062-1147)

Entretanto chegou do sul uma tribo de berberes sanhadja nómadas, baseada na actual Mauritânia e convertida ao Islão no século IX, que promoveu a emergência de um novo e poderoso império. O líder da tribo, Bahia ibn Ibrahim, convidou um missionário – Abd Allah ibn Yasin, um seguidor da escola malequita sunita – a pregar a fé islâmica ao seu povo. Construiu-se um *ribat* (campo fortificado) no estuário do rio Senegal. Em 1054, «o povo de *ribat*» (os *mourabitoun* ou almorávidas), combatentes por um Estado islâmico puro, iniciaram uma «Guerra Santa» para norte, até ao Atlas. O fundador do império almorávida foi Youssef ibn Tachfin (1061-1107), que se autoproclamou «Líder dos Fiéis». Y. ibn Tachfin fundou Marraqueche (que se tornou na segunda capital de Marrocos em 1062), conquistou o país para norte até Tânger e, em 1082, para leste até Argel.

Em 1031, no Al-Andalus (Andaluzia), a queda do califado omíada de Córdova levou à criação de Taifas (pequenos principados muçulmanos). Afonso VI, rei de Castela e Leão, liderou a Reconquista Cristã, tomando Toledo em 1085. Em resposta a um pedido de ajuda dos Taifas, Youssef ibn Tachfin atravessou o estreito e derrotou o exército de Afonso VI, na Batalha de Badajoz, em 1086. Assim, o império estendeu-se rapidamente para norte, até Barcelona. No Sul, a influência almorávida estendeu-se até ao Senegal e ao Níger (1076).

O império foi unificado pelo ramo sunita ortodoxo do Islão.

A Dinastia dos Almóadas (1162-1269)

Em 1125, após uma vida dedicada ao estudo e a viagens pelo mundo muçulmano, Ibn Toumart, um homem de letras berbere, fixou-se em Tin Mal, um estreito vale no Alto Atlas. Um puritano religioso atraído pela Doutrina da Unidade, revoltou-se contra o que considerava ser o antropomorfismo na ortodoxia muçulmana, proclamou-se o Mahdi (messias) e, opondo-se aos almorávidas cada vez mais decadentes, começou a pregar a reforma moral. Com a sua morte o poder foi assumido por Abd el-Moumen, com o título «Líder dos Fiéis». Em 1146-1147 controlou as principais cidades do império almorávida, incluindo Marraqueche, Fez e as grandes cidades do Al-Andalus.

Em 1162, Abd el-Moumen, fundador da dinastia dos Almóadas, autoproclamou-se califa. A dinastia atingiu o apogeu durante o seu reinado e o do seu neto Yacoub el-Man-

sour (1184-1199). Nas décadas que se seguiram entrou em declínio. As forças aliadas dos príncipes cristãos infligiram uma pesada derrota a Mohammed el-Nasser na Batalha de Las Navas de Tolosa. Com a queda de Córdoba, em 1236, e a de Sevilha, em 1248, os muçulmanos perderam Espanha; apenas o pequeno reino nasrida de Granada sobreviveu até 1492. Os últimos sultões almóadas, reduzidos ao Magrebe, foram desafiados por dissidentes: os hafécidas – almóadas que criaram a sua própria dinastia (1228-1574) na Tunísia e na Argélia Ocidental – e os berberes abdelwadid em Tlemcen (em 1236).

A época dos almóadas foi de um esplendor único e deixou uma marca duradoura em Marrocos: uma forma de Islão que é ao mesmo tempo espiritual e definida com exactidão, um *makhzen* (poder central) para controlar a autodeterminação das tribos e uma grandiosa civilização moura ainda hoje evidente.

A Dinastia dos Merínidas (1248-1465)

Com os merínidas, Marrocos foi gradualmente reduzido ao espaço que ocupa hoje em dia. Mal-sucedidos nas batalhas, os merínidas eram, no entanto, grandes construtores e criaram uma magnífica civilização urbana. Liderados por Abou Yahia, estes nómadas zenatas berberes controlaram as principais cidades e as planícies férteis desde 1248, embora só em 1269 tenham conquistado Marraqueche, pondo fim à dinastia dos almóadas. Fez, que havia sido feita capital por Abou Yacoub Youssef, atravessou uma nova fase de expansão.

Em 1415 os portugueses comandados pelo infante D. Henrique, o *Navegador*, conquistaram Ceuta.

A Dinastia Wattasid (1420-1554)

A partir do século XV, as crises de sucessão foram minando a sua autoridade, e os wattasids (outra dinastia cuja origem se encontra nos zenatas berberes) começaram a tomar o poder a partir de 1420 e governaram sozinhos de 1465 até 1549. Neste século teve início o declínio do poder marroquino, a favor dos europeus.

As Duas Dinastias Xorfa: os Sádidas e os Alauítas (século XVI-actualidade)

Desde o tempo de Edris I, os xorfa (plural de Xerife) – árabes de elevada posição social descendentes do profeta Maomé – sempre tiveram um papel importante na vida social e política de Marrocos. Pondo fim ao domínio berbere, surgiram do sul e governaram Marrocos do século XVI até à actualidade. Devido às suas origens sociais, as duas últimas dinastias, os sádidas e os aluítas, são designadas como dinastia Xorfa.

Sádidas

No início do século XVI, a invasão de Marrocos pelos exércitos cristãos estimulou uma forte renegociação de fervor religioso. A partir de 1509, os apoiantes do movimento de resistência contra os europeus viram um líder em El-Kaïm, xerife dos Beni Saad, uma tribo árabe do Vale do Draa. Esta tribo reclamava que as suas origens eram xerifanas e tornaram o sufismo respeitável em Marrocos. Liderando corajosamente a campanha para a reconquista dos enclaves portugueses, para a tomada do poder, controlaram Souss, Marraquexe (1525), que viria a ser a capital, e Fez (1548), expulsando os últimos sultões wattasid.

Os sáidas passaram à fase de estabelecer relações internacionais. Depois de terem recuperado Agadir (1541), só Mazagão (El-Jadida), Tânger e Ceuta continuaram na posse dos portugueses. O «sonho marroquino dos portugueses» desvaneceu-se na «Batalha dos Três Reis» em 1578, quando dois sultões sáidas rivais e D. Sebastião – o jovem monarca português – morreram em Ksar-el-Kebir (Alcácer Quibir).

A prosperidade dos sáidas culminou com Ahmed el-Mansour (1578-1603), cujas conquistas asseguraram o controlo do comércio no Sara e a criação do *makhzen*. Ligações políticas e religiosas com a África Ocidental e a presença da cultura africana trazida pelos escravos deixaram sinais em Marrocos, que ainda hoje são visíveis.

Tal como as dinastias precedentes, os sáidas entraram em declínio devido à ambição e às lutas pela sucessão. Em Tafilalt, os ascetas xorfa, descendentes de Ali, primo do profeta, revoltaram-se contra o declínio do poder sáida sob o mulei xerife e assumiram o controlo da região, que detiveram até 1664.

Os Alauítas

A dinastia Alauíta é a actual dinastia reinante. A família alauíta considera-se descendente do profeta Maomé, através da sua filha Fátima e do seu marido Ali ibn Abi Talib. Durante o seu longo reinado, cada monarca concentrou-se em trazer estabilidade ao país e em enfrentar a ameaça das potências imperialistas. Foram precisos 10 anos para o mulei Rachid (1664-1672), fundador da dinastia, controlar o país. O longo e glorioso reinado do seu irmão, o mulei Ismaíl (1672-1727), marcou o apogeu final de Marrocos.

Após um período de instabilidade, o seu neto, Sidi Mohammed ben Abdallah, reinstaurou a ordem, expulsou os portugueses de Mazagão e desenvolveu Mogador (Essaouira) para facilitar o comércio com a Europa. O mulei Abder Rahman foi outro grande governante, tentou modernizar o país, mas foi neutralizado pela expansão colonial europeia, tendo sido derrotado pelos franceses, em Isly, em 1844. O mulei Abder Rahman e os seus sucessores, Mohammed III e Hassan I, foram obrigados a conceder privilégios comerciais e consulares a Inglaterra, França e Espanha.

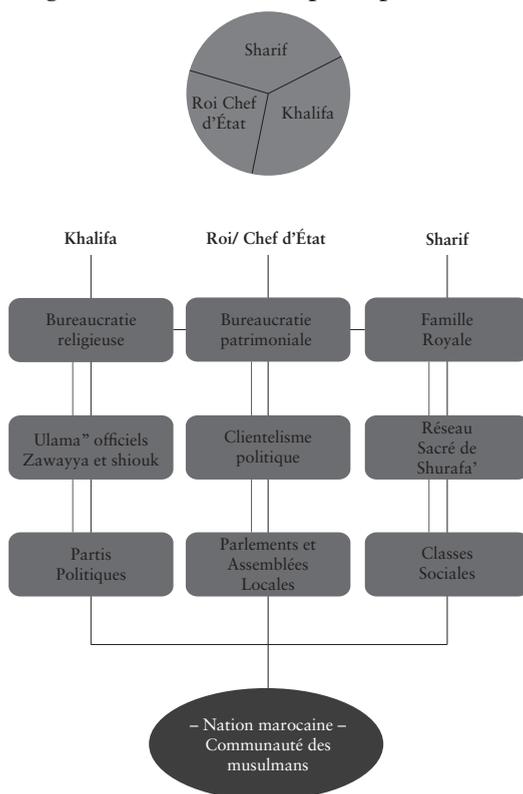
Em 1894, quando ascendeu ao trono o mulei Abdel Aziz, um fraco governante, França já estava presente na Tunísia e na Argélia. Os franceses pretendiam manter uma influência livre em Marrocos, semelhante à presença britânica no Egipto e à da Itália na Líbia. Em 1906, pela Conferência de Algeiras, Marrocos abriu ao comércio internacional e França e Espanha foram designadas como administradoras. Várias revoltas levaram os franceses a impor o governo colonial, através do Tratado de Fez, em 1912. Em 1956, o monarca Mohammed V conseguiu restaurar a independência do país.

No resto do mundo árabe as monarquias foram substituídas por regimes de repúblicas autoritárias (como no Iraque, no Iémen e na Tunísia). Porém, em Marrocos, Mohammed conseguiu unir o país sob uma monarquia com raízes profundas e que assegura a sua estabilidade e unidade. Muçulmano devoto e de visão, encorajou a emancipação da mulher, a educação do povo e a reforma agrária. Morreu em 1961, sucedendo-lhe o seu filho mais velho – Hassan II. Hassan II reinou durante 38 anos (1961-1999), com um misto de sucesso e de agitação. Actualmente, encontra-se no poder o seu filho mais velho, Mohammed VI.

ANEXO E

«Teoria do Corpo Triplo do Rei»

Figura A «Teoria do Corpo Triplo do Rei»



Fonte: Elahmadi, *La Monarchie & L'Islam*, 2006, p. 76

O Rei como encarnação física do Estado moderno (função política); o Comandante dos Crentes como Califa (função religiosa); e o Rei-Xerife (função carismática hereditária), o qual assegura a função entre as duas funções precedentes. É face a estes três dados que os actores políticos marroquinos são chamados a definir as diferentes estratégias das suas relações com a monarquia e com as instituições às quais estão ligados.

Bibliografia

- ABDELHAQ, Moahamed e HEUMMAN, Jean-Bernard, «Opposition et Élections en Tunisie», in *Monde Arabe Magreb-Machrek*, n.º 168, Paris: La Documentation Française, Abril/Junho 2000, pp. 29-40.
- ADAIR, Philipp, *L'Economie Informelle au Maghreb: Une Perspective Comparatiste*, Journées d'Études GRATICE, Paris: Université de Paris 12, 2003.
- ADDI, Lahouari, «Argélia: do Conflito Armado à Violência Social», in *Le Monde Diplomatique*, n.º 85, Abril de 2006, pp. 20-21.
- AICEP, *Marrocos – Ficha de Mercado*, Mercados – Informação Global, Lisboa: AICEP, Março de 2008.
- ALKHALIFA, Waleed Saleh, *El Ala Radical del Islam – El Islam Político: Realidad y Ficción*, Madrid: Siglo XXI, Março de 2007.
- «Al Qaeda Reivindica los Atentados Suicidas de Argelia», in *El País*, 10/9/07, p. 6.
- ALVES, José, «Real Provocação», in *Expresso*, 10/11/07, p. 34.
- AMBY, Kristian, «Organizações Fundamentalistas Islâmicas», in *JANUS 2003*, Lisboa: Público e Universidade Autónoma de Lisboa, 2002, pp. 138-139.
- AMGHAR, Samir, *Political Islam in Morocco*, CEPS Working Document, n.º 269, Center for European Policy Studies (CEPS), Bélgica: CEPS, Junho de 2007.
- AOUINE, Samira et al., *Dossier: Elections au Monde Arabe: les Cas du Maroc et de Bahreïn*, n.º 5, Institut Européen de Recherche sur la Coopération Méditerranéenne et Euro-Arabe (MEDEA), Bruxelas: MEDEA, 2002.
- Atlas du Terrorisme*, Courrier International/Hors-Série n.º 23, Paris: inter france, Mar.-Abr.-Mai., 2008.
- AZZOUZI, Abdelhak, *Autoritarisme et Aléas de la Transition Démocratique dans le Pays du Maghreb*, Paris: L'Haarmattan, 2006.

- BENNHOLD, Katrin, «Sarkozy, in Morocco Will Push a Regional Union», in *Herald Tribune International*, 22/10/07, p. 2.
- BENSIDOUN, I. e CHEVALLIER, A., «Les Échanges Commerciaux Euro-Méditerranéens», in *Économie Internationale*, 58, 1994, pp. 111-130.
- BOOTH, Ken, «Security and Emancipation», in *Review of International Studies*, vol. 17, n.º 4, Cambridge: Cambridge University Press, 1991, pp. 313-326.
- BOOTH, Ken, «Security and the Shelf: Reflections of a Fallen Realist», in Krause, K. e WILLIAMS, M., *Critical Security Studies: Concepts and Cases*, Minneapolis: University of Minnesota Press, 1997, pp. 83-119.
- BP, *BP Statistical Review of World Energy*, Londres, Junho 2008.
- BROWN, Nathan; HAMZAWY, Amr e OTTAWAY, Marina S., *Islamist Movements and the Democratic Process in the Arab World: Exploring Gray Zones*, Carnegie Papers, n.º 67, Washington: Carnegie Endowment, Março 2006.
- BUIGUES, P e MONGAY, Martinez, «The South Mediterranean Countries and the CEEs: Two Competing EU Trade Partners?» in *Colloque International: Impact sur les Pays Sud-Méditerranéens de L'Élargissement de L'Union Européenne aux Pays d'Europe Centrale et Orientale*, 1999.
- BURESI, Pascal, *Les Mondes de L'Islam*, Petit Encyclopédie Larousse, França: Larousse, Setembro de 2006.
- BUZAN, Barry, *People States and Fear: An Agenda for International Security Studies in the Post-Cold War Era*, (2nd edition revised), Hertfordshire: Harvester Wheatsheaf, 1991.
- CAMAU, Michael e GEISSER, Vincente, *Le Syndrome Autoritaire. Politique en Tunisie de Bourguiba à Ben Ali*, Paris: Presses de Sciences Po, 2003.
- CARMALI, Sara, «Conceito de Segurança como Política de Excepção – Uma Avaliação Crítica», in *Relações Internacionais (R:I)*, n.º 18, Instituto Português de Relações Internacionais (IPRI) e Universidade Nova de Lisboa, Lisboa: Tinta da China, Junho de 2008, pp. 113-127.
- CATUSSE, Myriam, «Economie des Élections au Maroc», in *Monde Arabe Magreb-Machrek*, n.º 168, Paris: La Documentation Française, Abril/Junho 2000, pp. 51-66.
- CEMBRERO, Ignacio, «Algeria se Mira en Buteflika», in *El País*, 20/5/07, p. 6.
- CEMBRERO, Ignacio, «Buteflika Mantiene el Control en el Parlamento pese a la Alta Abstención», in *El País*, 19/5/07, p. 12.

- CEMBRERO, Ignacio, «El Brazo Derecho de Mohamed VI crea un partido en Marruecos», in *El País*, 9/8/08, p. 6.
- CEMBRERO, Ignacio, «El Voto que Daba Miedo», in *El País*, 9/9/07, p. 3.
- CEMBRERO, Ignacio, «La ONU Prescinde del Enviado para el Sáhara Occidental», in *El País*, 28/8/08, p. 8.
- CEMBRERO, Ignacio, «Los Argelinos dan la Espalda a las Urnas en las Elecciones Legislativas», in *El País*, 20/5/07, p. 13.
- CEMBRERO, Ignacio, «Los Islamistas Denuncian la Compra de Votos», in *El País*, 9/9/07, pp. 1-2.
- CEMBRERO, Ignacio, «Mohamed VI Sopesa a Quién Designará como Nuevo Primer Ministro de Marruecos», in *El País*, 9/9/07, p. 5.
- CEMBRERO, Ignacio, «Moroccan King Frees Prisoners but holds Fire on Sahara Plan», in *El País*, 7/12/06, p. 1.
- CEMBRERO, Ignacio, «Royal Council Drafts Plan for Western Sahara Autonomy», in *El País*, 28/3/06, p. 3.
- CEMBRERO, Ignacio, «Una Abstención Massiva Marca las Elecciones Legislativas Marroquíes», in *El País*, 8/9/07, p. 04.
- CEMBRERO, Ignacio, «Un Atentado Suicida Dirigido Contra Buteflika y Atribuido a Al Qaeda Causa 15 Muertos en Argelia», in *El País*, 7/9/07, p. 04.
- CEMBRERO, Ignacio, «Un escrutinio Bajo Sospecha», in *El País*, 7/9/07, p. 4.
- COFACE, *The Handbook of Country Risk 2007*, Londres: GMB Publishing Limited, 2007.
- CORDEIRO, Ana Dias, «Violência Atingiu Novo Auge em Setembro na Argélia», in *Público*, 14/10/07, pp. 16-17.
- CORREIA, Pedro de Pizarat, *Manual de Geopolítica e Geoestratégia. Vol. I – Conceitos, Teorias e Doutrinas*, Coimbra: Quarteto, Novembro de 2002 (a).
- CORREIA, Pedro de Pizarat, *Manual de Geopolítica e Geoestratégia. Vol. II – Análise Geoestratégica de um Mundo em Conflito*, Coimbra: Quarteto, Fevereiro de 2004 (b).
- CLUTTERBUCK, Richard, *Guerrillas and Terrorists*, Chicago: Ohio University Press, 1980.
- «Dossier Islam, Islams», in *Questions Internationales*, n.º 21, Paris: La Documentation Française, Setembro-Outubro 2006, pp. 4-93.
- DUBIEN, Arnaud, «Énergie – Une Arme Politique à Double Tranchant», in *Ramsés 2008*, Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Paris: Dunod, 2007, pp. 143-153.

- EIU, *Algeria – Country Profile 1999-2000*, Londres: The Economist Intelligence Unit, 1999.
- ELAHMADI, Mohsine, *La Monarchie & L'Islam*, Casablanca: Nahah El Jadida, 2006 (a).
- ELAHMADI, Mohsine, *Le Mouvement Yasiniste*, Marrocos: Fedala – El Mohamadia, 2006 (b).
- ELAHMADI, Mohsine, *Les Mouvements Islamistes au Maroc*, Casablanca: Nahah El Jadida, 2006 (c).
- EIU, *Algeria – Country Profile 2005*, Londres: The Economist Intelligence Unit, 2005.
- EIU, *Morocco – Country Profile 2nd quarter*, Londres: The Economist Intelligence Unit, 2000.
- EIU, *Algeria – Country Report, November/December 2005*, Londres: The Economist Intelligence Unit, 2005.
- EIU, *Tunisia – Country Report 2005*, Londres: The Economist Intelligence Unit, 2005.
- «EL Islam», *Revista Ejército*, n.º extraordinário, 771, Madrid: Ministério de Defesa, Junho 2005.
- ELIAS, J. Jamal, *Islamismo*, Lisboa: Edições 70, 1999.
- ENDERS, Walter; SANDLER, Todd, *The Political Economy of Terrorism*, Cambridge: Cambridge University Press, 2006.
- ENGLAND, Andrew, «King Holds the Strings in Morocco Election», in *Financial Times*, 7/9/07, p. 4.
- ESPOSITO, John *et al.*, «Is Islamism a Threat? A Debate», in *Middle East Quarterly*, vol. VI, n.º 4, Dezembro de 1999, pp. 20-40.
- FERNANDES, Jorge Almeida, «Al-Qaeda à Porta da Europa», in *Público*, 15/4/07, p. 2.
- FERNANDES, Jorge Almeida, «Grupo Islamista Ligado à Al-Qaeda Reivindica Atentados que Mataram 30 Pessoas em Argel», in *Público*, 12/4/07, p. 18.
- FERNANDES, José Pedro Teixeira, *Teorias das Relações Internacionais – Da Abordagem Clássica ao Debate Pós-Positivista*, Coimbra: Almedina, Maio de 2004.
- FERREIRA, Pilav Brandão, «História das Relações Luso-Magrebina», in *Jornal do Exército*, ano XLIII, n.º 521, Agosto/Setembro de 2003, pp. 48-57.
- FRÉGOSI, Franck e ZEGHAL, Malika, *Religion et Politique au Magrebe: Les Exemples Tunisien et Marocain*, Policy Paper 11, IFRI: Paris, Março 2005.
- FULLER, Graham, «The Appeal of Iran», in *The National Interest*, n.º 37, Washington: National Interest, Outono de 1994.

- GARCIA, Bernabé López, «Marruecos: La Factura Democrática», in *El País*, 7/9/07, pp. 15.
- GEISSER, Vincent, «Tunisie: des Élections pour Quoi Faire? Enjeux e Sens du Fait Électoral de Bourguiba à Ben Ali», in *Monde Arabe Magreb-Machrek*, n.º 168, Paris: La Documentation Française, Abril/Junho 2000, pp. 14-28.
- GÈZE, François, «Armée et Nation en Algérie: l'Irrémédiable Divorce?», in *Hérodote*, n.º 116, Issy-les-Moulineaux: Éditions Masson, 1.º trimestre de 2005, p. 202.
- GLAIN, Stephen, «Oils Dirty Laundry», in *Newsweek*, 21-28/8/06, pp. 38-39.
- GRAY, John, *Al-Qaeda e o Significado de Ser Moderno*, Lisboa: Relógio d'Água, Julho de 2004.
- GREENWAY, H. D. S., «Morocco's Challenge», in *International Herald Tribune*, 12/4/06.
- GUEDES, Armando Marques, *Ligações Perigosas*, Coimbra: Almedina, 2007.
- GUIMARÃES, Maria João, «Argélia vota entre a Apatia e o Medo do Terrorismo», in *Público*, 17/5/07, pp. 2-3.
- HADAR, Leon, *Quagmir: America in the Middle East*, CATO Institute, Washington: Cato, 1992 (a).
- HADAR, Leon, «The Green Peril: Creating the Islamic Fundamentalist Threat», in *CATO Policy Analysis*, n.º 177, Washington: Cato, 27/8/92 (b).
- HENRY, Jean-Robert, «La Nouvelle Question Méditerranéenne», in *Questions Internationales*, n.º 31, Paris: La Documentation Française, Maio-Junho 2008, pp. 82-94.
- HOBBSAWM, Eric, *Globalização, Democracia e Terrorismo*, Lisboa: Editorial Presença, 2007.
- HOFFMAN, Bruce «Holy Terror: The Implications of Terrorism Motivated by a Religious Imperative», in *RAND Paper P-7834*, EUA: Rand Corporation, 1993.
- HUNTINGTON, Samuel P., *O Choque das Civilizações e a Mudança na Ordem Mundial*, (edição original 1996), Lisboa: Gradiva, 1999 (a).
- HUNTINGTON, Samuel P., *O Choque das Civilizações? (O Debate sobre a Tese de Samuel Huntington)*, (edição original 1996), Lisboa: Gradiva, 1999 (b).
- ICEP, *Acordos UE/Marrocos e Principais Instrumentos Comunitários de Apoio*, ICEP – Unidade Conhecimento de Mercado/Delegação em Rabat, Lisboa: ICEP, Setembro de 2004.

- ICEP, *Acordos UE/Tunísia e Principais Instrumentos Comunitários de Apoio*, ICEP – Unidade Conhecimento de Mercado/Delegação em Tunes, Lisboa: ICEP, Dezembro de 2005.
- ICEP, *Dossier de Mercado – Argélia*, ICEP – Unidade Conhecimento de Mercado/Delegação em Argel, Lisboa: ICEP, Janeiro de 2007a.
- ICEP, *Ficha de Mercado – Marrocos*, ICEP – Unidade Conhecimento de Mercado/Delegação em Rabat, Lisboa: ICEP, Abril de 2007.
- ICEP, *Ficha de Mercado – Tunísia*, ICEP – Unidade Conhecimento de Mercado/Delegação em Tunes, Lisboa: ICEP, Março de 2007 (a).
- ICEP, *Ficha de Mercado – Tunísia*, ICEP – Unidade Conhecimento de Mercado/Delegação em Tunes, Lisboa: ICEP, Março de 2007 (b).
- ICG, «Sahara Occidental: Le Coût du Conflit», *Rapport Moyen-Orient/Afrique du Nord*, n.º 65, International Crisis Group (ICG), Bruxelas: 11/6/07 (a).
- ICG, «Sahara Occidental: Sortir de l'Impasse», *Rapport Moyen-Orient/Afrique du Nord*, n.º 66, International Crisis Group (ICG), Bruxelas: 11/6/07 (b).
- «Investment in the Mediterranean», in *Economist*, 12/7/07, pp. 74-76.
- IRUJO, José Maria, «Al-Qaeda Entrena en el Desierto del Sahel a Yihadistas Reclutados en España», in *El País*, 11/2/07, p. 18.
- IRUJO, José Maria, «North African Cities of Ceuta and Melilla now part of the Global Jihad's Future Game Plan», in *El País*, 8/11/06, p. 3.
- JACQUARD, Roland, *Osama Bin Laden – A Estratégia do Terror*, Lisboa: Livros do Brasil, Outubro de 2001.
- JEGHAM, Hachemi *La Constitution Tunisienne de 1861*, Tunis: Editions Chems, 1989.
- JESUS, Carlos Echeverría, «Radical Islam in the Magrebe», in *Orbis*, vol. 48, n.º 2, Filadélfia: Foreign Policy Research Institute, Primavera 2004 (a).
- JESUS, Carlos Echeverría, *El Radicalismo Islamista en el Magreb: Desarrollos Recientes de un Terrorismo Persistente*, Grupo de Estudios Estratégicos GEES, Espanha: Instituto Universitario de Investigación sobre Seguridad Interior (IUISI), 7/4/06 (b).
- JOB, Isabelle, «Maroc: La Lente Marche vers la Modernité», in *Problèmes Économiques*, 2587, pp. 27-32, 1998.
- KASSIR, Samir, *Considerações sobre a Desgraça Árabe*, Lisboa: Livros Cotovia, 2004.
- KEPEL, Gilles, *Jihad: The Trail of Political Islam*, Londres: I. B. Taurus, 2006.
- KHADER, Bichara, *Le Grand Maghreb et L'Europe: Enjeux et Perspectives*, Paris: Publisud-Quorum-Cermac, 1992.

- KHIARI, C., «Túnez – Los Mecanismos de la Dictadura», in *Vanguardia Dossier*, n.º 17, Barcelona: La Vanguardia Ediciones, Outubro/Dezembro de 2005, pp. 92-99.
- KLARE, Michael T., *Natural Resources Wars: The New Landscape of Global Conflict*, Nova Iorque: Metropolitan Books, 2001.
- LAHBIB, Kamal, «Explosion da la Vie Associative Marocaine», in *Manière de Voire*, Paris: Le Monde Diplomatique, Dezembro de 2005 – Janeiro de 2006, pp. 56-57.
- LAQUEUR, Walter, *The Age of Terrorism*, Londres: Weidenfeld and Nicolson, 1987.
- LAQUEUR, Walter, *No End to War – Terrorism in the Twenty-First Century*, Nova Iorque: Continuum, 2003.
- L'Atlas des Religions*, Editado por Jean-Pierre Denis e Alain Frachon, Co-edição La Vie, Le Monde, Paris: Malesherbes Publications, 2007.
- LAUTIER B., *L'Economie Informelle dans Le Tiers Monde*, Col. Repères, Paris: La Découverte, 1994.
- LEAL, Catarina Mendes, «A Importância do Islamismo Político no Médio Oriente» in *Informação Internacional 2006*, Suplemento, Departamento de Prospectiva e Planeamento, Lisboa: DPP, 2007, pp. 219-263.
- LECARPENTIER, Armelle, *The Strategy of Players*, Panorama 2006, Lyon: IFP, 20 de Dezembro de 2005.
- Le Front POLISARIO – Partenaire Crédible de Négociations ou Séquelle de la Guerre Froide et Obstacle à une Solution Politique au Sahara Occidental?*, Dir. de Claude Moniquet, European Strategic Intelligence and Security Center (ESISC), Bruxelas: ESISC, 15/11/05.
- Les Relations entre l'Union Européenne et le Maroc – Fiche de Synthèse*, Ambassade de France au Maroc/Mission Économique de Rabat, Marrocos: Missions Économiques, 15/5/03.
- LEWIS, Bernard, *A Crise do Islão – Guerra Santa e Terror Ímpio*, Lisboa: Relógio d'Água, Janeiro de 2006.
- LEWIS; Bernard, *What Went Wrong? – Western Impact and Middle East Response*, Londres: Phoenix, 2002.
- L'État du Monde – Annuaire Économique Géopolitique Mondial 2007*, Paris: La Découverte, 2006.
- LIBICKI, Martin C.; CHALK, Peter; SISSON, Melanie, *Exploring Terrorist Targeting Preferences*, MG-483, Santa Monica: RAND Corporation, 2007.
- LOPES, Luís Ferreira, *Gás Natural, Ameaça do Islão?*, Lisboa: Celta, 2003.

- LUÍS, Ana Lúcia Matos, *As Relações Externas do Magrebe com a União Europeia – Aplicação de um Modelo de Comércio*, Tese de Mestrado em Economia Internacional, Lisboa: ISEG, policopiado, 2001.
- LUTTWAK, Edward, *Turbocapitalismo. Vencedores e Vencidos na Economia Global*, (edição original 1998), Lisboa: Temas & Debates, 2000.
- MARSHALL, Paul, «Creeping Towards Islamization in Indonesia», in *The Weekly Standard*, vol. 009, n.º 29, Washington: News America Incorporated, 5/4/04.
- MARTINEZ, Luis *et al.*, «Le Maroc, l'Union du Maghreb Arabe et l'Intégration Régionale», EuroMesco Paper n.º 67, Lisboa: EuroMesco, Maio de 2008.
- MAS, Antoni Segura i, *Mas Allá del Islam – Política y Conflictos actuales en el Mundo Musulmán*, 2.ª edição, Madrid: Alianza Editorial, Novembro 2001.
- MCLEAN, William, «Uma Genuína Ameaça da Al-Qaeda», in *Público*, 13/4/07, p. 18.
- MCSWEENEY, Bill, *Security Identity and Interests: a Sociology of International Relations*, RU: Cambridge University Press, 1999.
- MEDDEB, Abdelwahab, *A Doença do Islão*, Lisboa: Relógio d'Água, Março de 2005.
- MENÉNDEZ, Irene e YOUNGS, Richard, «The Euro-Mediterranean Partnership Turns Ten: Democracy's Halting Advance?» in *Relações Internacionais (R:I)*, n.º 9, Instituto Português de Relações Internacionais (IPRI) e Universidade Nova de Lisboa, Lisboa: Tinta da China, Março de 2006.
- MERAD, Kamel, «Morrer na Rua 11, dia 11», in *Expresso*, 16/12/07, p. 15.
- MERVIN, Sabrina, *Histoire de L'Islam*, França: Flamarion, 2001.
- MIOSSEC, Jean-Marie, «Identité Tunisienne: de la Personnalité Géographique d'un Pays du Maghreb, du Monde Arabo-Islamique et de la Méditerranée», in *Annales de Géographie*, n.º 607, Paris: Armand Colin, 1999, pp. 255-276.
- MOHENSEN-FINAN, Khadija, «La Menace d'Abdelaziz Relève de la Rhétorique», in *Le Journal Hebdomadaire*, Marrocos, 22-28/12/07.
- MOHENSEN-FINAN, Khadija, «L'Émergence de L'Islamisme sur la Scène Politique», in *Politique Étranger*, IFRI, Paris: Amand Colin, 1:2005 (a), pp. 73-84.
- MOHENSEN-FINAN, Khadija, «Le Maghreb entre Ouvertures Nécessaires et Autoritarismes Possibles», in *Ramsés 2006*, IFRI, Paris: Dunod, 2005 (b), pp. 111-126.

- MOYA, Pedro, *The Rise of Religious Fundamentalism and The Future of Democracy in North Africa*, North Atlantic Assembly, Sub-Committee on the Mediterranean Basin, AL 199, CC/MB 94 (4), Novembro de 1994.
- NAPOLEONI, Loretta, «Pulso en el Interior de Al Qaeda», in *El País*, 9/9/07, p. 6.
- NATIONAL COUNTERTERRORISM CENTER, 2007 Report on Terrorism, Virginia: United States Department of State – Office of the Coordinator for Counterterrorism, 30/4/08.
- «Nueva Matanza de Al Qaeda en Argelia», in *El País*, 9/9/07, p. 5.
- NUNES, Carlos e RIBEIRO, J. M. Félix, «Estados Falhados com Sucesso», in *Relações Internacionais (R:I)*, n.º 18, Instituto Português de Relações Internacionais (IPRI) e Universidade Nova de Lisboa, Lisboa: Tinta da China, Junho de 2008, pp. 167-172.
- NUNES, João Reis, «Segurança e Emancipação – Para uma Teoria Crítica de Segurança», in *Relações Internacionais (R:I)*, n.º 9, Instituto Português de Relações Internacionais (IPRI) e Universidade Nova de Lisboa, Lisboa: Tinta da China, Março de 2006, pp. 117-128.
- NUNES, Rui Manuel Carlos, *O Investimento Directo Português no Magrebe – do discurso da globalização à realidade das proximidades*, Tese de Mestrado em Economia Internacional, Lisboa: ISEG, policopiado, 1999.
- OCDE, *African Economic Outlook 2008 – Country Studies: Algeria*, Paris: OCDE, 2008, pp. 105-120.
- OCDE, *African Economic Outlook 2008 – Country Studies: Morocco*, Paris: OCDE, 16 2008, pp. 445-457.
- OCDE, *African Economic Outlook 2008 – Country Studies: Tunisia*, Paris: OCDE, 2008, pp. 585-598.
- OCDE/IEA, *World Energy Outlook 2006*, Paris: OCDE/IEA, 2006
- OIM, *World Migration 2005: Costs and Benefits of International Migration*, Organização Internacional para a Migração, Genebra: OIM, 2005.
- OTTAWAY, Marina S. e RILEY, Meridith, *Morocco: From Top-down Reform to Democratic Transition?*, Carnegie Papers, n.º 71, Washington: Carnegie Endowment, Outubro de 2006.
- OUALI, Abdelhamid El, *Autonomie au Sahara – Prélude au Maghreb des Régions*, Londres: Stacey International, 2008.
- PINTO, Maria do Céu de Pinho Ferreira, «*Infiéis na Terra do Islão*»: os Estados Unidos, o Médio Oriente e o Islão, Textos Universitários de Ciências Sociais e Humanas, Fundação Calouste Gulbenkian, Funda-

- ção para a Ciência e Tecnologia, Ministério da Ciência e do Ensino Superior, Lisboa: Dinalivro, Dezembro de 2003.
- PINTO, Maria do Céu de Pinho Ferreira e MARTINS, Bruno Oliveira, *Processos de Democratização no Médio Oriente e Magrebe*, Working Paper 23, IPRI e UNL, Lisboa: IPRI, 5/2/07.
- RAFFESTIN, Claude, *Pour une Géographie du Pouvoir*, Paris: Librairies Techniques, 1980.
- «Raid in Ceuta», in *El País*, 14/12/06, p. 2.
- RAMÍREZ, Cristóbal, «El Eterno Assunto del Sahara», in *Politica Exterior*, vol. XIX, n.º 103, Madrid, pp. 139-145.
- RATO, Helena, *Os Países do Magrebe e a Política de Cooperação da União Europeia*, Oeiras: INA, 1998.
- RIBEIRO, J. M. Félix, «O Iraque e a *Nebulosa Islamista* – Um Breve Apontamento», in *Informação Internacional*, vol. II, Departamento de Prospectiva e Planeamento, Lisboa: DPP, 2004, pp. 213-242.
- ROBERTS, Hugh, *Demilitarizing Algeria*, Carnegie Papers, n.º 86, Washington: Carnegie Endowment, Maio 2007.
- ROGEIRO, Nuno, *O Inimigo Público – Carl Schmidt, Bin Laden e o Terrorismo Pós-Moderno*, Lisboa: Gradiva, Fevereiro de 2003.
- ROY, Olivier, *Généalogie de L'Islamisme*, Paris: Hachette Littératures, 2001.
- ROY, Olivier, *L'Islam Mondialisé*, Essais, Paris: Éditions du Seuil, Setembro 2002 e Setembro de 2004 para a conclusão.
- SANTOS, José Loureiro dos, *Convulsões – Ano III da «Guerra» ao Terrorismo*. Mem Martins: Publicações Europa América, Abril de 2004.
- SANTOS, José Loureiro dos, *O Império Debaixo de Fogo – Ofensiva Contra a Ordem Internacional Unipolar – Reflexões sobre Estratégia V*, Mem Martins: Publicações Europa América, Abril de 2006.
- SANTOS, José Loureiro dos, «O Coração da Eurásia Contra o Resto do Mundo – Ensaio de Geopolítica e Relações Internacionais», Comunicação Apresentada à Academia de Ciências de Lisboa, Lisboa: Academia de Ciências de Lisboa, 10 de Julho de 2008.
- SCHWARZER, Daniela e WERENFELS, Isabelle, *The Union for the Mediterranean: A Missed Opportunity*, SWP Comments, n.º 5, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlim: German Institute for International and Security Affairs, Abril de 2008.
- SFEIR, Antoine, *Les Islamismes d'Hier à Aujourd'hui*, Paris: Éditions Lignes de Repères, 2007.
- SILVA, Bárbara, «Espanha e França na Mira da Al-Qaeda», in *Diário Económico*, 21/9/07, p. 49.

- SORENSEN, Nina N., *Migrant Remittances as a Development Tool: The Case of Morocco*, Working Papers Series, n.º 2, IOM – Department of Migration Policy, Research and Communications, Geneva: IOM, Junho 2004.
- SOTO, Paco, *El Islamismo Político en Marruecos*, Espanha: Flor del Viento Ediciones, Março de 2005.
- STEINBERG, Guido e WERENFELS, Isabelle, *Al-Qaida in the Maghreb*, SWP Comments, n.º 6, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin: German Institute for International and Security Affairs, Março de 2007.
- STORA, Benjamin e ELLYAS, Akram, *Les 100 Portes du Maghreb*, Paris: Les Éditions de l'Atelier, 1999.
- The New Voices of Islam – Reforming Politics and Modernity – A Reader*, Ed. Mehran Kamrava, Londres I. B. Taurus, 2006.
- TOZY, Mohamed, «Marrocos – Cincuenta años después de la Descolonización», in *Vanguardia Dossier*, n.º 17, Barcelona: La Vanguardia Ediciones, Outubro/Dezembro de 2005, pp. 86-88.
- TOZY, Mohamed, «El Fin de la Excepción Marroquí – El Islamismo de Marruecos Frente al Reto del Salafismo», in *afkar/ideas*, n.º 1, Espanha: Instituto Europeo de Mediterránea, 2003, pp.63-67.
- Trends in International Migration*, Annual Report, OCDE, Sopemi 2004, OCDE: Paris, 2005.
- TROIN, Jean-François *et al.*, *Le Grand Maghreb*, Paris: Armand Colin, 2006.
- «Tunisia – 20 Years of Progress, 1987-2007», in *International Herald Tribune*, 7/11/07, pp.9-10.
- UNCTAD, *World Investment Report 2007*, Nova Iorque e Genebra: Nações Unidas, 2007.
- UN Human Development Index Report 2007/2008*, Nova Iorque: UNDP, 2007.
- US DEPARTMENT OF STATE, *Country Report on Terrorism 2007*, Washington DC: United States Department of State – Office of the Coordinator for Counterterrorism, Abril de 2008.
- VERMEREN, Pierre, *Magreb – La Démocratie Impossible?*, Paris: Fayard, 2004.
- MONTEIRO, Fernando Amaro (coordenação), *Violência Estrutural? – O Magrebe e a Europa Ocidental*, Leiria: Magno, 2002.
- WALSUM, Peter Van, «El Largo y Complejo Problema del Sáhara», in *El País*, 28/8/08, p. 27.
- WALLIS, William, «Stability Increases Importance», in *Financial Times*, 1/3/06, p. 8.

- WERENFELS, Isabelle, *Between Integration and Repression – Government Responses to Islamism in Maghreb*, SWP Research Paper, n.º 39, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin: German Institute for International and Security Affairs, Dezembro de 2005.
- WILLIAMSON, Jeffrey, «Les Migrations Internationales: du XIX^e Siècle à 2030», in *Problèmes Économiques*, n.º 2 914, Paris: La Documentation Française, 3/1/2007, pp. 2-7.
- ZAIM, Fouad, «Un Engagement Européen à la Mesure des Défis?», in BISTOLFI, Robert (dir.), *Euro-Méditerranée: Une région à construire*, Paris: Publisud, 1995.
- ZARROUK, Mourad, «Islamismo Marroquí y Democracia», in *Política Exterior*, vol. XIX, n.º 103, Madrid, pp. 129-138.
- ZEGHAL, Malika, *Les Islamistes Marocains – Le Défi à la Monarchie*, Marrocos: Le Fennec, 2005.

Actos Comunitários

- CONSTITUIÇÃO Europeia, 29 de Outubro de 2004, JOCE n.º C310, de 16 de Dezembro de 2004.
- DECISÃO n.º 98/238/CE, CECA, de 26 de Janeiro, JOCE n.º L97, de 30 de Março de 1998.
- DECISÃO n.º 2000/204/CE, de 24 de Janeiro, JOCE n.º L70, de 18 de Março de 2000.
- DECISÃO n.º 2005/690/CE, de 18 de Julho, JOCE n.º L265, de 10 de Outubro de 2005.
- DECRETO-LEI n.º 29/2006, DR I Série-A, n.º 33, (5/2/15), pp. 1189-1203.
- DECRETO-LEI n.º 30/2006, DR I Série-A, n.º 33, (5/2/15), pp. 1204-1217.
- DECRETO-LEI n.º 31/2006, DR I Série-A, n.º 33, (5/2/15), pp. 1217-1224.
- DECRETO-LEI n.º 140/2006, DR I Série-A, n.º 143, (6/7/26), pp. 5284-5338.
- DECRETO-LEI n.º 172/2006, DR I Série-A, n.º 162, (6/8/23), pp. 6118-6156.
- RESOLUÇÃO DO CONSELHO DE MINISTROS n.º 169/2005, D.R. I Série-B, n.º 204, (05/10/24), pp. 6168-6176.
- RESOLUÇÃO DO CONSELHO DE MINISTROS n.º 50/2007, D.R. I Série-B, n.º 62, (07/03/28), pp. 1776-1777.
- TRATADO de Amesterdão, 2 de Outubro de 1997, JOCE n.º C 340 de 10 de Novembro de 1997.
- TRATADO CECA, de 18 de Abril de 1951, não publicado no JOCE.

- TRATADO CEE, 25 de Março de 1957, não publicado no *JOCE*.
 TRATADO EURATOM, 25 de Março de 1957, não publicado no *JOCE*.
 TRATADO de Nice, 26 de Fevereiro de 2001, *JOCE* n.º C 80 de 10 de Março de 2001.
 TRATADO UE (Tratado de Maastricht), 7 de Fevereiro de 1992, *JOCE* n.º C 191 de 29 de Julho de 1992.

Conferências

- ARABI, Fethi, «Sonatrach: A Reliable and Regular Gas Supplier», in *Conferência Security of Supply and Security of Markets*, Fundação Mário Soares e Galp Energia, Lisboa Fórum Energia, Lisboa: Centro Cultural de Belém, 2/10/07.
- CERVERÓ, Nestor Cuñat, «Segurança do Abastecimento e Mercados», in *Conferência Security of Supply and Security of Markets*, Fundação Mário Soares e Galp Energia, Lisboa Fórum Energia, Lisboa: Centro Cultural de Belém, 2/10/07.
- CHICHESTER, Giles, «The Imperatives of Climate Change Policy», in *Conferência The New Politics of Energy – Europe in a Global Context*, Chatham House, Londres: Chatham House, 14/5/07.
- COSTA E SILVA, António, «A Segurança Energética em Portugal e na Europa: Necessidade de um Novo Modelo?», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética; Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade»*, Instituto de Estudos para o Desenvolvimento, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07.
- COSTA E SILVA, António, «Protocolo de Quioto: Experiência Actual e Perspectivas para lá de 2012?», in *Conferência Protocolo de Quioto: Que Perspectivas para lá de 2012; Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade» (2.ª Fase)*, Instituto de Estudos para o Desenvolvimento, Lisboa: ISCTE, 21/1/08.
- DEVOS, Jean-Marie, «Security for Natural Gas Supply in Europe – The European Gas Industry Facing Security of Supply», in *Conferência La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel*, Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07.
- FARD, H. Ghanimi, «The Future of NOC-National Oil Companies», in *Conferência Security of Supply and Security of Markets*, Fundação Mário Soares e Galp Energia, Lisboa Fórum Energia, Lisboa: Centro Cultural de Belém, 2/10/07.

- FAVENNEC, Jean-Pierre, «Energy Politics in 2007», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética*; Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», Instituto de Estudos para o Desenvolvimento, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07.
- FERREIRA DE OLIVEIRA, Manuel, «Segurança do Fornecimento e Segurança dos Mercados», in *Conferência Security of Supply and Security of Markets*, Fundação Mário Soares e Galp Energia, Lisboa Fórum Energia, Lisboa: Centro Cultural de Belém, 2/10/07.
- HELM, Dieter, «Integrating Europe's Energy Policy», in *Conferência The New Politics of Energy – Europe in a Global Context*, Chatham House, Londres: Chatham House, 14/5/07.
- LEAL, Catarina, «Segurança Energética e Reorganização Empresarial do Sector Energético a Nível Mundial», in *Workshop Da Sphera – Energia: Geoeconomia, Sustentabilidade e Tecnologia*, Lisboa: Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais, 18/3/08.
- KEEPLER, Jan Horst, «European Energy Supply Security: Facts and Policy Options», in *Conferência La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel*, Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07.
- MARQUES, Paula Abreu, «Energy for a Changing World», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética*; Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», Instituto de Estudos para o Desenvolvimento, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07.
- MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO, «Concorrência e Eficiência Energética – Uma Estratégia Nacional para a Energia», Conferência de Imprensa, Lisboa: MEI, 29/9/05.
- PERCEBOIS, Jacques, «Les Perspectives d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel», in *Conferência La Sécurité d'Approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel*, Université Paris-Dauphine, CGEMP, 22/5/07.
- RAMALHETE, Manuel, «Geopolítica da Energia e seus Factores Determinantes», in *Conferência Segurança Energética: Uma Questão Central da Política Energética*; Ciclo de Conferências «Energia e Sociedade», Instituto de Estudos para o Desenvolvimento, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 8/5/07.
- RIBEIRO, José Manuel Félix; LEAL, Catarina; NUNES, Carlos, «Cenários Sobre Energia e Globalização», in *Workshop Da Sphera – Energia:*

- Geoeconomia, Sustentabilidade e Tecnologia*, Lisboa: Departamento de Prospectiva e Planeamento e Relações Internacionais, 18/3/08.
- RÜHL, Christof, «Energy Security and Reciprocity», in *Conferência Security of Supply and Security of Markets*, Fundação Mário Soares e Galp Energia, Lisboa Fórum Energia, Lisboa: Centro Cultural de Belém, 2/10/07.

Sites Consultados

- AFROL NEWS, *online*, disponível em <http://www.afrol.com/articles/18964>.
- AGÊNCIA Petrobras de Notícias, *online*, disponível em <http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/>.
- AL-BAB, *online* disponível em <http://www.al-bab.com>
- ALGERLABLANCH, *online*, disponível em <http://www.algerlablanche.com/edito/17mai/>.
- BBC NEWS, *online* disponível em <http://news.bbc.co.uk>.
- ALGERIA ENERGY NEWS, *online* disponível em <http://www.einnews.com/algeria/newsfeed-algeria-energy>.
- ALGERIA WATCH, *online* disponível em <http://www.algeria-watch.org/fr/>.
- BANCO de PORTUGAL, *online* disponível em <http://www.bportugal.pt>.
- BEAUGÉ, Florence, *online* «L'Algérie Face à la Question Islamiste», in *Le Monde*, 25/5/07.
- BERTELSMANN-STIFTUNG, «BTI 2006 Country Report Algeria», 2006, *online* disponível em http://www.bertelsmann-stiftung.de/cps/rde/xchg/SID-0A000F14-01D4DE34/bst_engl/hs.xsl/downloads.htm?sort=Titel&sortorder=asc&chunk=1&suchbegriff=&suchrubrik=politik.
- BERTELSMANN-STIFTUNG, «BTI 2006 Country Report Morocco», 2006, *online* disponível em http://www.bertelsmann-stiftung.de/cps/rde/xchg/SID-0A000F14-01D4DE34/bst_engl/hs.xsl/downloads.htm?sort=Titel&sortorder=asc&chunk=1&suchbegriff=&suchrubrik=politik.
- BERTELSMANN-STIFTUNG, «BTI 2006 Country Report Tunisia», 2006, *online* disponível em http://www.bertelsmann-stiftung.de/cps/rde/xchg/SID-0A000F14-01D4DE34/bst_engl/hs.xsl/downloads.htm?sort=Titel&sortorder=asc&chunk=1&suchbegriff=&suchrubrik=politik.
- «Better times in Algeria, in *The Economist*, 12/2/04, *online* disponível em, <http://www.economist.com/countries/Algeria/fromtheeconomist.cfm>.
- BOUBEKEUR, Amel; AMGHAR, Samir, *Islamist Parties in the Maghreb and their Links with the EU: Mutual Influences and the Dynamics of*

- Democratisation*, EuroMeSCo Papers, n.º 55, Outubro 2006, *online* disponível em http://www.euromesco.net/index.php?option=com_content&task=category§ionid=11&id=61&Itemid=48&lang=en.
- CIA – The World Fact Book, 16/1/07, *online*, disponível em <https://www.cia.gov/cia/publications/factbook/docs/profileguide.html>.
- DIÁRIO ECONÓMICO, *online*, disponível em <http://diarioeconomico.sapo.pt/edicion/diarioeconomico/nacional/economia/pt/>.
- EDP, *online*, disponível em <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/default.htm>.
- EIA *Country Analysis Briefs*, *online* disponível em http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips.
- EIA, *Energy Information Administration*, *online* disponível em <http://www.eia.doe.gov>.
- EIA, *World Oil Transit Chokepoints*, Janeiro 2008, *online* disponível em http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/Background.html.
- EIA, *World Energy Hotspots*, Setembro 2005, *online* disponível em http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Energy_Hotspots/Overview.html.
- EIU, *The Economist Intelligence Unit*, *online*, disponível em <http://www.eiu.com/>.
- «Elections Législatives du 17 Mai 2007», Ministério do Interior e das Colectividades Locais Argelino, 18/5/07, *online*, disponível em http://www.legislatives2007.dz/fr/SyntheseNationale_FR.pdf.
- ELMUNDO, *online* disponível em <http://www.elmundo.es/>
- El PAÍS, *online* disponível em <http://www.elpais.com/>
- EUROSTAT, *online*, disponível em <http://www.europa.eu.int/comm/eurostat>.
- EXPRESSO, *online*, disponível em <http://expresso.clix.pt>.
- FMI, *online*, disponível em www.imf.org.
- GOVERNO da Argélia, *online*, disponível em <http://www.el-mouradia.dz/francais/institution/gov/institutionsfr.htm>.
- GOVERNO de Marrocos, *online*, disponível em <http://www.maec.gov.ma/>.
- GOVERNO da Tunísia, *online*, disponível em <http://www.ministeres.tn/>.
- CARNEGIE ENDOWMENT, *online*, disponível em <http://www.carnegieendowment.org/>.
- HANSEN, Andrew, «Al-Qaeda in the Islamic Maghreb (aka Salafist Group for Preaching and Combat)», Council on International Relations, 11/04/07, *online*, disponível em <http://www.cfr.org/publication/12717/>.

- ICEP, *online*, disponível em www.icep.pt.
- «Iniciativa Marroquina para a Negociação de um Estatuto de Autonomia para a Região do Sara», in CORCAS, 2007, *online*, disponível em <http://www.corcas.com/eng/Home/tabid/486/ctl/Details/mid/1636/ItemID/1210/Default.aspx>.
- International Migration 2006*, Departamento dos Assuntos Económicos e Sociais, Divisão da População, ONU, Outubro de 2006, *online*, disponível em http://www.un.org/esa/population/publications/2006Migration_Chart/2006IttMig_chart.htm.
- INE – Instituto Nacional de Estatística, *online*, disponível em www.ine.pt.
- INSTITUT de Recherche sur Le Maghreb Contemporain (IRMC), *online*, disponível em <http://www.irmcmaghreb.org>.
- LOUVEAUX, Olivier Pierre, «Le Sahara Occidental Aujourd’hui», in *Entretien de MEDEA*, Institut Européen de Recherche sur la Coopération Méditerranéenne et Euro-Arabe 20/11/03, *online*, disponível em <http://www.medeabe/index.html?doc=1568>.
- MAGHREB ARAB PRESS, 2007, *online*, disponível em <http://www.map.ma/fr>.
- MAGHAREBIA.COM, *online*, disponível em <http://www.magharebia.com>.
- MARTINEZ, Luis, *Algeria, The Arab Maghreb Union and Regional Integration*, EuroMeSCo Papers, n.º 59, Outubro 2006, *online*, disponível em http://www.euromesco.net/index.php?option=com_content&task=category§ionid=11&id=61&Itemid=48&lang=en.
- MCDOUGALL, James, «Islam(s) and Politics: Post-Traumatic Status in Algeria», *MENA Election Guide*, 10/7/07, *online*, disponível em <http://www.mena-electionguide.org>.
- MINORITES.ORG, *online* disponível em <http://www.minorites.org/>.
- MINURSO, Janeiro de 2008, *online*, disponível em <http://www.minurso.unlb.org/mission.html>.
- MPI – Migration Policy Institute, *online*, disponível em <http://www.migrationinformation.org>.
- MUNDY, Jacob, «Western Sahara Between Autonomy and Intifada», in *The Middle East Research and Information Project (MERIP)*, 16/3/07, *online*, disponível em <http://www.merip.org/mero/mero031607.html>.
- OMC, *online*, disponível em www.wto.org.
- PRB, Population Reference Bureau, *online*, disponível em <http://www.prb.org/>.
- PRB, *World Population Data Sheet 2007*, 2007, *online*, disponível em <http://www.prb.org/pdf06/06WorldDataSheet.pdf>.

- «Proposição da Fente POLISARIO para uma Solução Política Mutuamente Aceitável Assegurando a Autodeterminação do Povo do Sara Ocidental», in ARSO, 2007, *online*, disponível em <http://www.arso.org/PropositionFP100407.htm#en>.
- PÚBLICO, *online* disponível em <http://ultimahora.publico.clix.pt/RACHAD>, *online*, disponível em http://en.rachad.org/index.php?option=com_frontpage&Itemid=37.
- RIQUES-INTERNATIONAUX.COM, *online* disponível em http://www.algeria-watch.org/fr/article/mil/sale_guerre/controle_gspc.htm.
- SOLANA, Javier, *Uma Política Externa ao Serviço dos Interesses da Europa no Domínio da Energia*, Documento da Comissão e do SG/AR para o Conselho Europeu S160/06, 15-16 Junho 2006, *online*, disponível em http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/doc/external_policy_solana_pt.pdf.
- SOTO, Paço, «¿Marruecos en Transición?», in *Pueblos*, 29/4/05, *online*, disponível em <http://www.revistapueblos.org/spip.php?article191>.
- THE ASSOCIATED PRESS, *online*, disponível em <http://www.jordantimes.com>.
- THE ECONOMIST, *online* disponível em <http://www.economist.com>
 «Trans-Sahara Gas Pipeline Conference: Future Possibilities for Diversification of EU Energy Supply», in *Europa Press Releases*, IP/07/1037, 9/7/07, *online*, disponível em <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/1037&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.
- TUNISIA WATCH, *online*, disponível em <http://tunisiawatch.rsfblog.org/>
- TUNISIAN ONLINE NEWS, *online*, disponível em <http://www.tunisia-nonlinenews.com>.
- UMA – União do Magrebe Árabe, *online*, disponível em <http://www.uma.org>.
- UE – União Europeia, *online*, disponível em <http://www.europa.eu.int>.
- UNION INTERPARLEMENTAIRE, «Les élections Présidentielle et Législatives – Tunis 2004», 2006, *online*, disponível em http://www.ipu.org/parline-f/reports/1321_E.htm.
- United States Department of State, *Patterns of Global Terrorism*, 2001, 21/5/02, *online*, disponível em <http://www.state.gov/s/ct/rls/pgtrpt/2001/>.
- WOLF, Adam, «Morocco: Democracy, Islam, Monarchy», in *ISN Security Watch*, 10/9/07, *online*, disponível em <http://www.isn.ethz.ch/news/sw/details.cfm?id=18098>.
- WASHINGTON TIMES, *online*, disponível em <http://www.washington-times.com/>

COLECÇÃO
Globalização e
Relação Internacionais

A partir dos anos 50, com a obtenção das independências, as populações e as sociedades do Magrebe foram transformadas por modernizações sucessivas. Actualmente as sociedades magrebins estão de novo em profunda mutação, verificando-se transformações políticas, económicas e societárias substanciais.

Portugal, um país com escassos recursos energéticos, tem desenvolvido importantes relações com o Magrebe vizinho, grande fornecedor de hidrocarbonetos. Os acordos de fornecimento são cada vez maiores, pelo que é oportuno procurar avaliar, tanto quanto possível, a sustentabilidade futura das relações energéticas luso-magrebins.

Esta obra propõe-se observar a actual transição que Argélia, Marrocos e a Tunísia estão a viver, e os seus reflexos e consequências do ponto vista energético para Portugal. O autor deixa em aberto a evolução do Islão político em outros países muçulmanos fornecedores (como a Líbia e o Iraque) e a relação de dependência energética portuguesa de outras origens. Contudo são apontadas algumas pistas para o estudo da questão central, ou seja, a evolução do Islão político no Magrebe e a segurança energética de Portugal.

A autora do trabalho apresentado neste livro, que foi tese de Doutoramento na Universidade Nova de Lisboa, acaba de receber o Prémio Defesa Nacional 2010, atribuído à sua obra *As Relações Energéticas entre Portugal e a Nigéria, riscos e oportunidades*.

Catarina Mendes Leal, nascida em Lisboa em 1971, é Doutorada em Ciências Políticas e Relações Internacionais (Universidade Nova de Lisboa-FCSH), Mestre em Gestão Pública (Universidade de Aveiro), pós-graduada em Estudos Europeus (Universidade Clássica de Lisboa) e em Estudos Avançados em Gestão Pública (INA), Licenciada em Relações Internacionais (Universidade Lusíada). Auditora do Curso de Defesa Nacional e do Curso de Política Externa Nacional, é Técnica Superior da Direcção Geral de Política de Defesa Nacional (Ministério da Defesa) e Professora Auxiliar convidada no Mestrado de Ciências Políticas e Relações Internacionais na Faculdade de Ciências Sociais e Humanas da UNL. Membro do Grupo de Estudos EuroMed Atlântico, do Instituto Português de Relações Internacionais e do Centro de Estudos de População, Economia e Sociedade da Universidade do Porto. Autora de várias publicações e participante em projectos de investigação em segurança energética, Magrebe, diplomacia económica e Islão.

PARTEX
OIL AND GAS

FUNDAÇÃO
LUSO-AMERICANA



TRIBUNA

