



Dissertação

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

***Segurança e Proteção de Infraestruturas Críticas do
Setor Energético***

Hugo Miguel Pereira Ferreira

Leiria, novembro de 2014



Dissertação

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

***Segurança e Proteção de Infraestruturas Críticas do
Setor Energético***

Hugo Miguel Pereira Ferreira

Dissertação de Mestrado realizada sob orientação do Professor Doutor João Rafael da Costa Sanches Galvão, Professor da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria.

Leiria, *novembro* de 2014

Agradecimentos

Esta é a “página”, que nos reserva o momento único, para agradecer a todas as pessoas que ao longo destes últimos tempos me ajudaram, me deram apoio, que me ensinaram, que me incentivaram... enfim, que tornaram possível a concretização deste sonho!

Agora com a chegada ao fim deste caminho percorrido, é indispensável agradecer a todas as pessoas que me acompanharam ao longo desta jornada.

Quero agradecer aos meus pais, Franklim e Maria Emília, irmão Cláudio, encontro-me profundamente agradecido pela sua compreensão, apoio e encorajamento, que têm manifestado ao longo da minha vida.

À minha namorada Rita pelo seu constante apoio, compreensão e incentivo na persecução dos objetivos a que me propus durante a realização desta dissertação.

Quero agradecer aos meus orientadores, Professor Doutor Cristin Caracaleanu e Professor Doutor João Rafael da Costa Sanches Galvão. O meu muito obrigada por todos os seus ensinamentos, pelos seus conselhos, sugestões, disponibilidade, confiança e motivação que ao longo deste tempo sempre me transmitiram.

Finalmente, a todos os que tornaram, direta e indiretamente, possível a execução desta dissertação.

A minha gratidão por TODOS vós é enorme.

Resumo

Nos últimos anos com a ocorrência cada vez mais frequente de eventos naturais e terroristas, estes conduzem a sociedade global a encarar esta nova realidade, e à necessidade em identificar e proteger o seu modelo energético, assim como as suas infraestruturas críticas, porque caso existisse a sua destruição ou disrupção, teriam um impacto direto na vida dos cidadãos, que estão cada vez mais dependentes do setor energético.

Neste novo século a segurança energética tem vindo a tornar-se num desafio de constante crescimento, e na procura de modelos energéticos sustentáveis. Os riscos globais ao abastecimento energético da Europa e de Portugal, em particular, têm sido pautados pela instabilidade, resultante da assimetria na repartição das reservas de petróleo e gás natural, potenciada pela turbulência verificada em várias regiões produtoras.

O presente trabalho pretende fazer um estudo sobre a segurança e proteção de infraestruturas críticas do setor energético, nomeadamente no que refere à segurança de abastecimento. Procura fazer uma análise global das infraestruturas e importações dos recursos energéticos fósseis, bem como das energias renováveis endógenas em Portugal. Serão analisados os fatores de risco associados aos fornecedores energéticos nacionais e apreciados possíveis cenários de estratégias de segurança energética, numa perspetiva de longo prazo. Também será abordada a nova legislação nacional relativa ao autoconsumo, perspetivando-se que possa impulsionar uma mudança de paradigma, por forma a contribuir para a segurança e sustentabilidade energética.

Palavras-chave: Dependência Energética, Proteção de Infraestruturas Críticas, Segurança Energética, Energias Renováveis, Autoconsumo

Abstract

In recent years with the increasingly frequent occurrence of natural and terrorist events, these lead to global society to face this new reality, and the need to identify and protect your energy model, as well as their critical infrastructures, because if there was their destruction or disruption, would have a direct impact on the lives of citizens, who are increasingly dependent on the energy sector.

In this new century energy security has become a growing challenge, and in the search for sustainable energy models. Global risks to Europe's energy supply and to Portugal, in particular, have been guided by the instability resulting from the asymmetry in the distribution of oil and natural gas reserves, bolstered by the turbulence in several producing regions.

The present work intends to do a study on the safety and protection of critical infrastructures in the energy sector, particularly in relation to security of supply. Seeks to make a global analysis of infrastructures and imports of fossil energy resources, as well as endogenous renewable energy in Portugal. Will be analyzed the risk factors associated with national energy providers and will be assessed possible scenarios of energy security strategies, in a long-term perspective. Will be also discussed the new national legislation for the self-consumption, foreseeing that can boost a paradigm shift, in order to contribute to security and energy sustainability.

Keywords: Energy Dependency, Critical Infrastructure Protection, Energy Security, Renewable Energies, Self-consumption

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Linha do horizonte de Nova Iorque durante o apagão de 2003 [US, 2009].	6
Figura 2.2 - Exemplo de interdependência entre os sistemas de energia e outras infraestruturas críticas [Yusta, <i>et al.</i> 2011].	7
Figura 2.3 - Plano para a proteção de infraestruturas críticas e recursos-chave dos EUA [NIPP, 2009].	13
Figura 3.1 - Países exportadores de <i>crude</i> : a) para a UE-27 em 2010, b) para a UE-28 em 2012 [a) (EC, 2012); b) (EC, 2014)].	22
Figura 3.2 - Disposição das principais reservas de petróleo provadas mundialmente, em 2011, [BP, 2012].	23
Figura 3.3 - Rotas comerciais em 2013 e respetivo fluxo de petróleo (milhões de toneladas) [BP, 2014].	24
Figura 3.4 - Fluxos de petróleo, a sua intensidade e proveniência face aos principais <i>Chokepoints</i> [Eiras <i>et al.</i> , 2011].	25
Figura 3.5 - Evolução do valor do barril de petróleo a preços constantes (2011 USD) e correntes [BP, 2012].	26
Figura 3.6 - A nova geografia do petróleo não convencional [Gordon, 2012].	28
Figura 3.7 - Disposição mundial das principais reservas provadas de gás natural em 2011, [BP, 2012].	29
Figura 3.8 - Traçado dos principais gasodutos: <i>Nord Stream</i> , <i>South Stream</i> e <i>Nabucco</i> [Gala, 2013].	30
Figura 3.9 - Maiores rotas comerciais e respetivo fluxo de gás em 2013 (biliões de metros cúbicos) [BP, 2014].	32
Figura 3.10 - Disposição mundial das principais reservas provadas de carvão em 2011 [BP, 2012].	34
Figura 3.11 - Metas da UE para o horizonte de 2020 [Silva, 2010].	36
Figura 3.12 - Metas da UE e de Portugal para o horizonte de 2020 [Bernardo, 2013].	37
Figura 4.1 - Interligações e Corredores Energéticos Prioritárias no Espaço Europeu [EI, 2011]. ..	43
Figura 5.1 - Instalações de armazenamento de combustíveis [DGEG, 2014b].	48
Figura 5.2 - Infraestruturas de Petróleo da Península Ibérica [DGEG, 2014b].	49
Figura 5.3 - Representação do Sistema Nacional de Gás Natural, [Vasconcelos, 2011].	51
Figura 5.4 - Terminal de GNL de Sines; [REN, 2014a]	52
Figura 5.5 - Reservatórios do Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].	53
Figura 5.6 - Vaporizadores do Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].	54
Figura 5.7 - Sala de Controlo do Edifício Técnico e Administrativo do Terminal de GNL de Sines; [DGEG, 2014c].	54
Figura 5.8 - a) Área de enchimento de camiões-cisterna; b) Camião cisterna para o transporte; [DGEG, 2014c].	55
Figura 5.9 - Acostagem de navio metaneiro no Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].	55
Figura 5.10 - Área de acostagem de metaneiros do Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c]. ..	55

Figura 5.11 - Mapa da zona de armazenamento subterrâneo na região do Carriço [DGEG, 2014c].	56
Figura 5.12 - Armazenamento subterrâneo de gás natural [DGEG, 2014c].....	57
Figura 5.13 - Processo genérico de uma estação de armazenamento subterrâneo de gás [DGEG, 2014c].	58
Figura 5.14 - a) Área de compressão do gás; b) Área de secagem do gás [DGEG, 2014c].	58
Figura 5.15 - Gasodutos Internacionais que permitem a chegada de Gás Natural a Portugal [GALP Energia, 2014a].	59
Figura 5.16 - Construção de gasoduto com colocação de tubagem em vala [Vasconcelos, 2011].	60
Figura 5.17 - Rede Ibérica de Gasodutos [DGEG, 2014d].	60
Figura 5.18 - Rede nacional de Gasodutos [DGEG, 2014d].	61
Figura 5.19 - Rede nacional de Gasodutos com a terceira ligação a Espanha (em aprovação) [Vasconcelos, 2011].	61
Figura 5.20 - Capacidade geradora de base eólica a nível europeu [E2P, 2013].	62
Figura 5.21 - Localização dos parques eólicos em Portugal Continental – dezembro 2013; [E2P, 2013].	63
Figura 5.22 - Evolução da potência instalada em Portugal (Energias Renováveis) [E2P, 2014].	64
Figura 5.23 - Radiação solar em Portugal, comparada com a Europa [PER, 2014].	64
Figura 5.24 - Central Fotovoltaica: a) de Serpa; b) de Moura [DGEG, 2014g].	65
Figura 5.25 - Central Solar Térmica de Tavira [DGEG, 2014g].	66
Figura 5.26 - Central Geotérmica: a) da Ribeira Grande; b) do Pico Vermelho [DGEG, 2014g].	67
Figura 5.27 - Barragem de Castelo de Bode e respetiva albufeira [PE, 2014].	69
Figura 5.28 - Distribuição do fluxo médio de energia das ondas no mundo em kW/m ou MW/km [DGEG, 2014j].	71
Figura 5.29 - Central piloto AWS - Archimedes Wave Swing (2004) [PER, 2014c].	73
Figura 5.30 - Protótipo de aproveitamento da energia das ondas tipo coluna de água oscilante [PER, 2014c].	73
Figura 5.31 - Parque de energia das ondas <i>Pelamis</i> em Aguçadoura, Póvoa de Varzim [PER, 2014c].	74
Figura 5.32: Parque de energia das ondas em Peniche [E2P, 2014b].	74
Figura 5.33 - a) Autocarro EvoBus, baseado no modelo Citaro da Mercedes Benz, b) Pilha de combustível PEMFC aplicada no teto do autocarro; [PER, 2014d].	75
Figura 5.34 - Representação esquemática da constituição de uma célula de combustível PEMFC; [Nunes G, 2010].	76
Figura 5.35 - Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal (ktep); [DGEG, 2014].	78
Figura 5.36 - Taxa de Dependência Energética (%); [DGEG, 2013].	79
Figura 5.37 - Consumo de Energia Primária em Portugal (2000-2012) [DGEG, 2014].	80
Figura 5.38 - Consumo de Energia Final por Setor em 2012 (%) [DGEG, 2012].	81
Figura 5.39 - Evolução do Consumo de Energia Final por Setor de Atividade em Portugal (ktep) [DGEG, 2014].	81
Figura 5.40 - Saldo Importador de Produtos Energéticos (2000-2012) [DGEG, 2014].	82
Figura 5.41 - Origem das Importações Portuguesas de Petróleo Bruto em 2013 (Toneladas); Elaborado pelo autor, com base em [DGEG, 2014a].	83
Figura 5.42 - Origens do Petróleo Bruto Importado (2011 a 2013) [DGEG, 2014a].	84

Figura 5.43 - Origem por País das Importações Portuguesas de Gás Natural em 2013 [GALP Energia, 2013].	84
Figura 5.44 - Venda de Gás Natural a clientes diretos (milhões de m ³) [GALP Energia, 2013].	85
Figura 5.45 - Risco Associado aos Países Abastecedores de <i>Crude</i> e Gás Natural a Portugal em 2013 ⁰ ; Elaborado pelo autor, com base em [COFACE, 2014].	86
Figura 5.46 - Contexto da Área Energética Nacional [MEI, 2007].	90
Figura 5.47 - Perfis de segurança energética definidos pela metodologia MOSES; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].	96
Figura 6.1 - “Árvore Combinatória” com os quatro cenários selecionados; Elaborado pelo autor, com base em [Rodrigues, <i>et al.</i> 2011].	108
Figura 6.2 - Vagas de desenvolvimento da Política de Renováveis em Portugal [Silva, 2010].	112
Figura 6.3 - Constituição demonstrativa de um “kit autoconsumo” [CK, 2014].	117
Figura 6.4 - Valores considerados para o consumo e produção em horas de vazio e cheio [GP, 2014].	118
Figura 6.5 - Exemplo ilustrativo do modelo de funcionamento para o kit autoconsumo de 1kW [GP, 2014].	118
Figura 6.6 - Constituição demonstrativa de um “kit autoconsumo” [CK, 2014].	119
Figura 6.7 - Valores considerados para o consumo, produção e injeção em horas de vazio e cheio [GP, 2014].	120
Figura 6.8 - Exemplo ilustrativo do modelo de funcionamento para o kit autoconsumo de 2kW [GP, 2014].	120
Figura 7.1 - Exemplo ilustrativo de um sistema de monitorização e gestão de energia [Azevedo, 2014].	126

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Principais setores de infraestruturas críticas, do NIPP (EUA) e da Diretiva 2008/114/CE da União Europeia [Elaborado pelo autor com base em Yusta, <i>et al.</i> 2011; CUE, 2008].	9
Tabela 2.2 - Definições Nacionais de Infraestruturas Críticas [Elaborado pelo autor com base em Gordon <i>et al.</i> , 2008].	15
Tabela 3.1 - Maiores fornecedores de gás da UE em 2008; [Martins, 2013], com base em [Le Coq <i>et al.</i> , 2008].	29
Tabela 5.1 - Contratos de aquisição de gás natural e GNL em vigor [GALP Energia, 2014].	51
Tabela 5.2 - Capacidade geradora e número de aerogeradores em Portugal – dezembro 2013 [E2P, 2013].	63
Tabela 5.3 - Distribuição da potência hidroelétrica instalada em Portugal (2010) [PER, 2014b].	67
Tabela 5.4 - Lista das 10 localizações previstas para a construção de barragens hidroelétricas [PER, 2014b].	68
Tabela 5.5 - Metas obrigatórias, de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis para os anos 2011 a 2020 [Oliveira, 2011].	70
Tabela 5.6 - Grandes produtores de biodiesel em Portugal (2011) [Oliveira, 2011].	71
Tabela 5.7 - Origens do Petróleo Bruto Importado (2011 a 2013) [DGEG, 2014a].	83
Tabela 5.8 - Quatro Grandes Fornecedores de Petróleo e Gás Natural a Portugal em 2013; Elaborado pelo autor, com base em [COFACE, 2014].	87
Tabela 5.9 - Categorias de valores para a avaliação do sistema energético relativo ao <i>crude</i> ; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].	96
Tabela 5.10 - Perfis de segurança relativos ao <i>crude</i> ; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].	97
Tabela 5.11 - Categorias de valores para a avaliação do sistema energético relativo ao gás natural; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].	98
Tabela 5.12 - Perfis de segurança relativos ao gás natural; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].	98
Tabela 6.1 - Principais requisitos exigidos aos sistemas de autoconsumo (UPAC) [GP, 2014].	116

Lista de Siglas

AIE – Agência Internacional de Energia

ANPC – Autoridade Nacional de Proteção Civil

AWS – *Archimedes Wave Swing*

Bcm – *Bilion cubic meters*

CCS – *Carbon Capture and Storage*

CECA – Comunidade Europeia do Carvão e do Aço

CEDN – Conceito Estratégico de Defesa Nacional

CI/CK – *Critical Infrastructure and Key Resources*

CIEG – Custos de Interesse Económico Geral

CNPCE – Conselho Nacional de Planeamento Civil de Emergência

CO₂ – Dióxido de carbono

CPEE – Comissão de Planeamento Energético de Emergência

CSP – Concentração Solar para Produção de Eletricidade

CUR – Comercializador de Último Recurso

CUTE – *Clear Urban Transport for Europe*

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EDA – Eletricidade dos Açores

EDF – *Électricité de France*

EDP – Energias de Portugal

EGREP – Entidade Gestora de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos

EM – Estados Membros

ENE – Estratégia Nacional para a Energia

Europa – Associação Europeia da Indústria de Refinação e Petroquímica

GDF – *Gaz de France*

GEE – Gases de Efeito de Estufa

GN – Gás Natural

IC – Infraestrutura Crítica

ICE – Infraestruturas Críticas Europeias

ICN – Infraestruturas Críticas Nacionais

INEGI – Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial

INETI – Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação

IST – Instituto Superior Técnico

IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado

I&D – Investigação e Desenvolvimento

Mbd – Milhões de barris diários

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

MIBGÁS – Mercado Ibérico do Gás Natural

Mtep – Milhões de toneladas de equivalente de petróleo

NATO – *North Atlantic Treaty Organization*

NIPP – *National Infrastructure Protection Plan*

NOC – *National Oil Company*

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PALOP – Países Africanos de Língua Oficial Portuguesa

PEMFC – *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*

PEPIC – Programa Europeu de Proteção de Infraestruturas Críticas

PIB – Produto Interno Bruto

PIC – Proteção de Infraestruturas Críticas

PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNBEPH – Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico

PV – Painéis Fotovoltaicos

RAIC – Rede de Alerta para as Infraestruturas Críticas

REN – Redes Energéticas Nacionais

RESP – Rede Energética de Serviço Público

RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SET-Plan – *European Strategy Energy Technology Plan*

SER – Soluções Racionais de Energia

SURGE – *Simple Underwater Renewable Generation Energy*

TFUE – Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia

TIE – Tratado Internacional de Energia

TUE – Tratado da União Europeia

UE – União Europeia

UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo

UP – Unidades de Produção

UPP – Unidades de Pequena Produção

VLCC – *Very Large Crude Carrier*

kWp – kilowatt-pico

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
LISTA DE SIGLAS	XIII
ÍNDICE	XVII
CAPÍTULO 1 : INTRODUÇÃO	1
1.1. ENQUADRAMENTO	1
1.2. OBJETIVOS E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
CAPÍTULO 2 : PROTEÇÃO DE INFRAESTRUTURAS CRÍTICAS	5
2.1. INTRODUÇÃO	5
2.2. CONTEXTUALIZAÇÃO	6
2.3. PLANOS DE PROTEÇÃO DE INFRAESTRUTURAS CRÍTICAS	8
2.4. CONCEITO DE INFRAESTRUTURA CRÍTICA	14
CAPÍTULO 3 : A SEGURANÇA ENERGÉTICA NO SÉCULO XXI	17
3.1. INTRODUÇÃO	17
3.2. ENQUADRAMENTO HISTÓRICO	17
3.3. CONCEITO DE SEGURANÇA ENERGÉTICA	18
3.4. PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA NA UE	21
3.4.1. <i>Petróleo</i>	21
3.4.2. <i>Gás natural</i>	28
3.4.3. <i>Carvão</i>	33
3.4.4. <i>Energias Renováveis</i>	35
CAPÍTULO 4 : A ESTRATÉGIA DA UNIÃO EUROPEIA PARA A ENERGIA	39
4.1. INTRODUÇÃO	39
4.2. EVOLUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEIA	39
4.2.1. <i>Infraestruturas Energéticas – Prioridades na UE para o Horizonte 2020</i>	42
4.2.2. <i>Plano Tecnológico para a Energia da UE</i>	44
4.2.3. <i>O Papel de Portugal na Europa</i>	46
CAPÍTULO 5 : PORTUGAL E O SETOR ENERGÉTICO	47
5.1. CARATERIZAÇÃO ENERGÉTICA NACIONAL	47
5.1.1. <i>Infraestruturas e Recursos Energéticos em Portugal</i>	47
5.1.2. <i>Evolução do Consumo Energético Nacional</i>	77
5.1.2.1. <i>Consumo de Energia Primária em Portugal</i>	79
5.1.2.2. <i>Consumo de Energia Final por Setor</i>	80
5.1.3. <i>Principais Fontes de Abastecimento Energético e Riscos Associados</i>	82
5.1.4. <i>As Reservas Energéticas Nacionais</i>	88
5.1.5. <i>Organização do Setor Energético Nacional</i>	89

5.2.	A POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL	90
5.2.1.	<i>A Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE 2020)</i>	91
5.2.2.	<i>Políticas do XIX Governo Constitucional</i>	93
5.2.3.	<i>O Conceito Estratégico de Defesa Nacional</i>	94
5.3.	METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DE FORNECIMENTO ENERGÉTICO A PORTUGAL.....	95
5.4.	SÍNTESE E CONSIDERAÇÕES DO CENÁRIO ENERGÉTICO NACIONAL	99
CAPÍTULO 6 : PROPOSTA DE ESTRATÉGIA DE SEGURANÇA ENERGÉTICA PARA PORTUGAL.....		103
6.1.	INTRODUÇÃO	103
6.2.	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	103
6.3.	SOLUÇÕES PROPOSTAS PARA A SITUAÇÃO ENERGÉTICA NACIONAL	112
6.3.1.	<i>Exemplos Práticos de Unidades de Produção para Autoconsumo</i>	116
6.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
CAPÍTULO 7 : CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS		123
7.1.	SUGESTÕES PARA INVESTIGAÇÕES FUTURAS	126
BIBLIOGRAFIA		127
REFERÊNCIAS ELETRÓNICAS.....		135
ANEXOS.....		139

Capítulo 1 : Introdução

1.1. Enquadramento

Hoje em dia a energia é o motor das economias, permitindo que estas produzam os bens e o aprovisionamento de todos os serviços. A energia é algo que não se cria nem se destrói, apenas se transforma, estando geralmente associada à capacidade de produzir um trabalho, realizar uma ação, de colocar as coisas em movimento, sendo o movimento algo fundamental para as sociedades humanas, cada vez mais dependentes do consumo energético para a sua sobrevivência.

A alta dependência de fontes energéticas fósseis, a sua localização e o aumento dos consumos a nível mundial, tornaram estes recursos altamente estratégicos, criando uma situação de insegurança generalizada. O seu aumento dos preços resultante da crescente procura de energia a nível mundial vai tornando as economias vulneráveis, criando um clima de instabilidade económico, político e social na Europa e em particular em Portugal, levando a que a segurança energética venha a assumir um protagonismo cada vez maior ao nível estratégico e político [Martins, 2013].

“A energia é crucial, se não existir energia amanhã, para as cidades, para o sistema de transportes, para todo o sistema de telecomunicações, para os aeroportos, para os navios, portanto não é possível a vida no nosso planeta sem energia”⁽¹⁾.

Atualmente tem-se assistido entre produtores e consumidores, a uma grande dinâmica, nos grandes movimentos de petróleo e gás natural, fundamentalmente pelo aparecimento de novos países consumidores. Pois se até recentemente os EUA e a Europa eram os principais consumidores de energia, esta tendência no futuro tenderá a ser alterada pelas novas economias emergentes, designadamente a China e Índia, levando a que este novo contexto

⁽¹⁾ SILVA, António Costa, “Mudanças estruturais e Estratégias em Curso no Mundo da Energia”, in Iprisverbis, Fevereiro 2008.

force a uma nova reformulação de toda a infraestrutura de aprovisionamento energético, tal como das rotas de abastecimento [Rodrigues, *et al.* 2011].

O mundo do século XXI irá assistir inevitavelmente a um novo modelo energético, tornando-se indispensável inovar na forma como se produzem, consomem e geram os recursos energéticos, mas também nas preocupações de segurança energética, procurando cada ator alcançar a sua independência energética. Neste novo século o setor energético mundial (principalmente o petróleo e o gás natural), enfrenta dificuldades em resolver certas debilidades, nomeadamente a localização crítica de fontes energéticas (afetadas por sabotagem, pirataria, terrorismo), a instabilidade dos fornecedores e a proteção de infraestruturas críticas energéticas. Estas debilidades tendem a ser uma preocupação cada vez maior, visto que o aumento demográfico, acompanhado de um aumento do consumo, levará a uma maior procura destes recursos energéticos, tornando a questão da segurança energética um desafio cada vez mais importante, na atualidade e no futuro próximo, relacionado com as reservas energética disponíveis e no modo de as fazer chegar aos consumidores.

Por forma a promover a segurança energética de qualquer país é fundamental a existência de instrumentos normativos e de estruturas, que permitam a prevenção e a preparação para uma eventual resposta a uma situação de crise energética. Portugal partilha com a maioria dos países da União Europeia, os riscos globais de segurança no abastecimento energético, mas tem essa importância agravada pelo facto de ter uma grande dependência externa energética, mas para promover a sua segurança energética deverá fazer uma análise, para identificar as ameaças, avaliar os riscos, formular políticas adequadas e delinear medidas, por forma a diminuir os riscos e a insegurança.

Na atualidade, Portugal, por forma a reduzir a sua dependência energética tem vindo cada vez mais a apostar nos seus recursos endógenos, tal como as energias renováveis, mas também tem apostado no aumento da eficiência energética, tendo assumido o compromisso de implementar medidas de redução do consumo de energia até 2020 [Rodrigues, *et al.* 2011]. Embora estas novas apostas e compromissos possam demonstrar sinais positivos, os mesmos parecem vir a ser insuficientes perante os cenários globais, pouco otimistas, num horizonte de curto e médio prazo. Mas Portugal sendo um pequeno ator no setor energético, deverá, com alguma garantia de sucesso, procurar reforçar as suas parcerias com países

produtores, especialmente de África e do Atlântico Sul reforçando as parcerias de interligações energéticas, com a vizinha Espanha e a restante Europa, sendo esta postura um forte contributo para a segurança energética nacional.

1.2. Objetivos e estrutura da dissertação

Esta dissertação pretende estudar as questões energéticas portuguesas e/ou relacionadas com Portugal e outros países, que lhe estão interligados no âmbito energético.

Mais concretamente pretende-se:

- Compreender o significado de infraestruturas críticas e de segurança energética;
- Analisar a evolução dos planos e políticas associadas ao setor energético;
- Analisar o estado da segurança energética na Europa;
- Estudar as origens dos fornecimentos energéticos a Portugal;
- Analisar as infraestruturas energéticas do país;
- Estudar a evolução do consumo energético nacional;
- Analisar as principais ameaças em cada área energética nacional;
- Analisar cenários sobre possíveis estratégias de segurança energética para 2030;
- Estudar soluções que permitam melhorar a situação energética em Portugal.

Esta dissertação encontra-se organizada em sete capítulos, cujos conteúdos são distribuídos do seguinte modo:

O primeiro capítulo introduz o tema de dissertação e apresenta os principais objetivos deste trabalho.

No segundo capítulo é abordada a temática da proteção de infraestruturas críticas (PIC) no âmbito do setor energético, bem como a evolução dos planos de proteção de infraestruturas críticas.

No terceiro capítulo faz-se uma revisão bibliográfica sobre a definição do conceito de segurança energética, com referência à diversificação dos setores energéticos de abastecimento existentes, e procura-se mostrar o retrato energético global atual.

No quarto capítulo serão abordadas as políticas, metas europeias e outros fatores que tenham influência na segurança energética, para tal enquadra-se o estado geral energético a nível europeu e em particular o português.

No quinto capítulo apresenta-se um retrato sobre o setor energético nacional.

O sexto capítulo é constituído pela exposição de possíveis cenários energéticos para Portugal em 2030, e são analisadas as potencialidades da nova legislação relativa ao autoconsumo, exemplificado com um caso prático.

O sétimo capítulo é de conclusões e apresentadas perspetivas futuras.

Por fim, seguem-se as referências bibliográficas, que dão suporte a este trabalho e os anexos.

Capítulo 2 : Proteção de Infraestruturas Críticas

2.1. Introdução

As preocupações relacionadas com a proteção das infraestruturas fundamentais, (tais como energia, comunicações, bancos e vias de comunicação) de ataques deliberados são preocupações de longa data, mas desde o fim da guerra fria, a ênfase voltou-se para os possíveis impactos do terrorismo. Neste contexto, as atividades que abordam estas preocupações são chamadas de proteção de infraestruturas críticas (PIC), mas este conceito está relacionado com a segurança energética e incide sobre interrupções de abastecimento, com origem em questões políticas e económicas. Daqui advêm, que os diferentes elementos da infraestrutura energética são caracterizados por vulnerabilidades distintas, como as infraestruturas de produção, transporte e refinação de petróleo e gás estarem, muitas das vezes, especialmente concentradas e em caso de existirem interrupções estas podem levar a períodos de escassez, se a oferta não for reposta, antes das reservas ficarem esgotadas [Farrell, *et al.* 2004].

As infraestruturas críticas tornaram-se o sistema “nervoso” central da economia em todos os países. Não é possível atingir as metas de sustentabilidade energética, desenvolvimento económico ou social, se a operação da sua rede de infraestruturas estiver em risco ou seja vulnerável [Yusta, *et al.* 2011].

Cerca de 60% das instalações estratégicas em Portugal, tais como barragens, aeroportos, refinarias, entre outras, encontram-se em zonas de alto risco sísmico e estão vulneráveis a atentados terroristas, assim como do tipo ciberataques, mas a falta de verbas tem dificultado o reforço da segurança destas infraestruturas contra tais ameaças. As instalações estratégicas como o complexo de Sines, o Aeroporto de Lisboa e a sede da RTP são exemplo disso, em que as dificuldades financeiras fazem com que estas infraestruturas nacionais estejam mais vulneráveis a sismos e ao terrorismo.

“A segurança das instalações críticas é fundamental, ainda para mais no atual quadro de ameaças, onde se incluem eventuais ciberataques, com capacidade disruptiva, ou seja, que podem paralisar equipamentos vitais do país, como as redes de utilities, e gerar um cenário de caos” [Marcelino, 2011].

Outras situações como o apagão que afetou os Estados Unidos e a região leste do Canadá em 2003 é um exemplo dos efeitos provocados pelo corte de uma infraestrutura crítica. Em 14 de agosto de 2003, uma falha nas linhas de transmissão numa área rural do Estado de Ohio, gerou uma sobrecarga do sistema que levou à paralisação de mais de cem centrais elétricas, provocando um apagão que durou 2 dias, Figura 2.1, levando essas regiões a entrar em colapso, atingindo cerca de 55 milhões de pessoas, causando transtornos no trânsito, nos sistemas de comunicação, nos aeroportos e hospitais, tendo levado a prejuízos superiores a 6 bilhões de dólares [US, 2009].

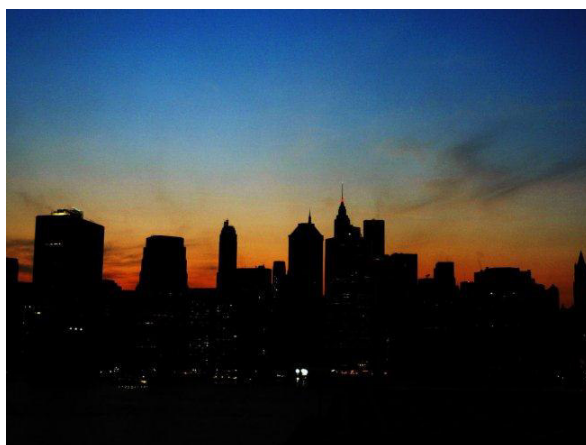


Figura 2.1 - Linha do horizonte de Nova Iorque durante o apagão de 2003 [US, 2009].

2.2. Contextualização

A preocupação com a proteção de infraestruturas críticas tem vindo a ganhar cada vez mais importância, tanto no seio das organizações internacionais, como ao nível das nações, relativamente à análise da gestão de riscos, que estão sujeitas estas infraestruturas. Refira-se que as características fundamentais destas infraestruturas estão ligadas à sua grande dimensão e complexidade, e que normalmente, para que uma infraestrutura crítica funcione, necessita que pelo menos parte de outras infraestruturas também estejam a funcionar, havendo assim um importante nível de interdependências [Guedes Soares, 2008].

Um exemplo interessante onde se verifica a importância da interdependência é o caso das infraestruturas energéticas, sendo um sistema complexo e interligado, em que no caso da existência de uma interrupção numa parte da infraestrutura, poderá levar essa interrupção a espalhar-se “em cascata” através do sistema [Consolini, 2009].

A Figura 2.2 mostra um exemplo de como estão interligadas as infraestruturas energéticas de um país, os principais recursos e serviços (água, energia, telecomunicações) essenciais, para o desenvolvimento de qualquer sociedade moderna. Na eventualidade da existência de uma interrupção num setor relativo a uma infraestrutura crítica, quer seja devido a ataques terroristas, catástrofes naturais ou danos provocados pelo homem, é provável que essa interrupção venha a ter efeitos em cascata sobre outros setores [Löschel et al., 2010].

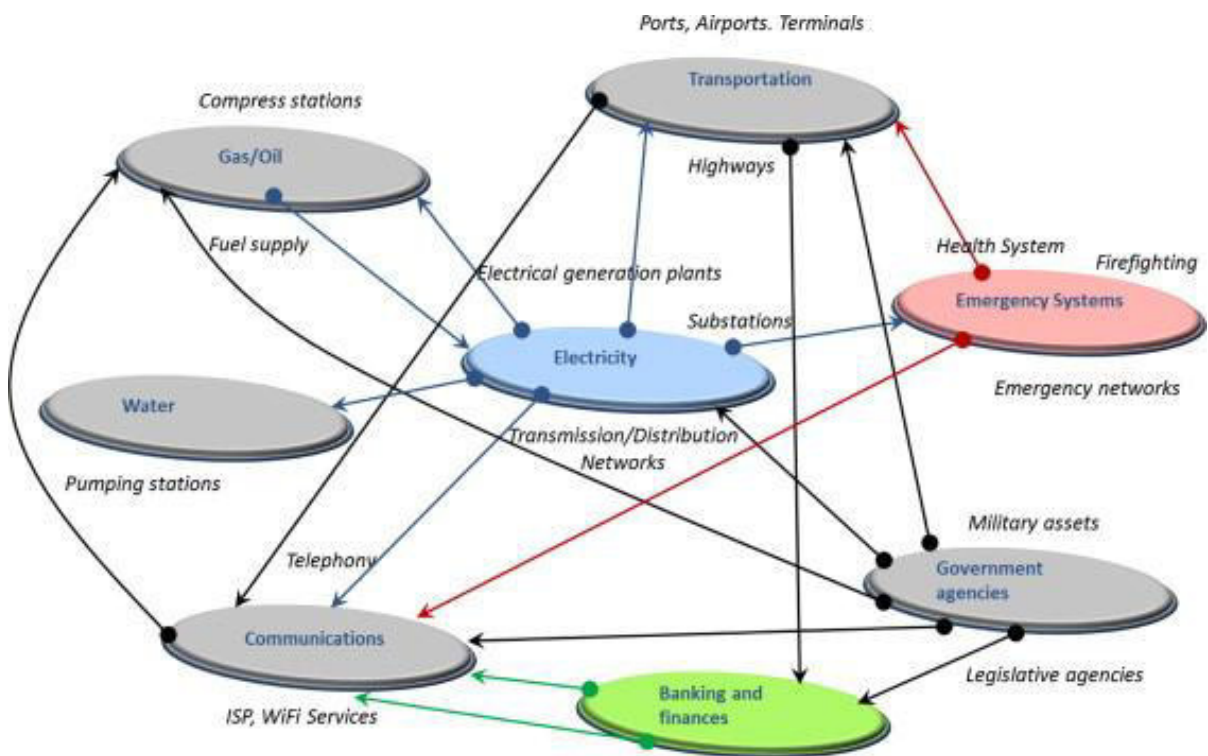


Figura 2.2 - Exemplo de interdependência entre os sistemas de energia e outras infraestruturas críticas [Yusta, et al. 2011].

“Estas infraestruturas são complexas e interdependentes. Proteger as infraestruturas críticas do terrorismo constitui um enorme desafio. Reconhecer que a sociedade não pode permitir o custo associados à proteção absoluta, é necessário identificar e periodizar as vulnerabilidades nestas infraestruturas” [Apostolakis, et al. 2005].

Segundo Farrell, *et al.* [2004], as preocupações da guerra fria sobre a segurança da energia e outras infraestruturas críticas ter-se-ão desvanecido no final de 1980. No entanto, a ascensão do terrorismo nos países industrializados (por exemplo, o primeiro atentado com um carro-bomba em 1993 ao *World Trade Center* - EUA), a falta de energia dos Estados Ocidentais dos EUA em 1996 e a dúvida gerada na sociedade, que a transição do ano 1999-2000 poderia causar interrupções significativas (devido a possíveis problemas informáticos), começou a criar uma preocupação renovada sobre a potencial vulnerabilidade de infraestruturas essenciais.

Embora a possibilidade de um ataque cibernético a infraestruturas críticas tenha já sido identificada na década de 1990, os riscos em infraestruturas energéticas tornaram-se mais proeminentes em consequência dos acontecimentos no século XXI (ataques terroristas e desastres naturais), que tiveram impactos significativos e afetaram a opinião pública, levando-as a estarem mais atentas a questões relacionadas com infraestruturas críticas. Além disso, o acidente nuclear de nível 7 (caraterizado como um acidente grave, tendo atingido o nível máximo da escala internacional de acidentes nucleares), na central nuclear de Fukushima no Japão em março de 2011, voltou a colocar as questões de infraestruturas críticas energéticas, ainda mais acima nas agendas políticas [Yusta, *et al.* 2011].

A necessidade dos governos definirem estratégias e iniciativas de segurança, tornou-se vital [CIEP, 2004]. O paradigma energético foi mesmo reformulado, em alguns casos, propondo-se a diminuição de produção de energia elétrica através centrais nucleares, para a passagem a uma muito maior contribuição das energias renováveis no *mix* de energia elétrica, considerando-se o *mix* de energia a percentagem que cada fonte energética contribui para a energia final consumida.

Neste sentido, tanto os Estados Unidos da América como a União Europeia instituíram comissões e grupos de trabalho na prevenção, preparação e resposta a ataques terroristas, assim como de programas de solidariedade sobre as consequências das ameaças terroristas.

2.3. Planos de Proteção de Infraestruturas Críticas

Conscientes dos acontecimentos, sobretudo após o 11 de setembro de 2001 e dos acontecimentos que se seguiram em Madrid e Londres, um número significativo de países começaram a desenvolver planos de proteção de infraestruturas críticas. Uma das ações

adotadas pela Comissão Europeia, foi a publicação em 2005 do Livro Verde intitulada "Programa Europeu de Proteção das Infraestruturas Críticas" [CE, 2005]. Posteriormente em dezembro de 2008, o Conselho aprovou a Diretiva 2008/114/CE [CUE, 2008].

Nos Estados Unidos em 2009 conceberam o Plano Nacional de Proteção de Infraestruturas (*National Infrastructure Protection Plan – NIPP*) [NIPP, 2009]. Estes documentos NIPP e a Diretiva 2008/114/CE, definem as áreas críticas e onde se devem centrar os esforços para a prevenção e proteção das infraestruturas no contexto mundial e resumidas na Tabela 2.1 a listagem das infraestruturas críticas.

Tabela 2.1 - Principais setores de infraestruturas críticas, do NIPP (EUA) e da Diretiva 2008/114/CE da União Europeia [Elaborado pelo autor com base em Yusta, *et al.* 2011; CUE, 2008].

SETORES DO NIPP	SETORES DA DIRETIVA 2008/114/CE		
Agricultura e alimentação	Energia	Eletricidade	Infraestruturas e instalações de produção e transporte de eletricidade
Bancos e finanças		Petróleo	Produção, refinação, tratamento, armazenagem e transporte por oleodutos
Comunicações		Gás natural	Produção, refinação, tratamento, armazenagem e transporte por gasodutos
Instalações militares e de defesa			Terminais para GNL
Energia	Transportes	Rodoviários	
Tecnologias de informação		Ferroviários	
Monumentos e ícones nacionais		Aéreos	
Sistemas de transporte		Por vias navegáveis interiores	
Estações de tratamento de água potável		Marítimos de curta distância e portos	

Segundo (Yusta, *et al.* 2011), estes planos fornecem a oportunidade de definir mais claramente os sistemas de alerta, por forma a proteger as infraestruturas críticas, incluindo o planeamento e execução de atividades com o objetivo de garantir a continuidade e a confiabilidade destas infraestruturas. Os planos de proteção de infraestruturas concentram-se principalmente nos setores de energia, transportes, tecnologia da informação e comunicações. O NIPP tem uma visão mais ampla, abrangendo mais setores que se identificam como fazendo parte de infraestruturas críticas. Embora a abordagem dada pelo Livro Verde da Comissão Europeia tivesse inicialmente apontado para cobrir o maior número de infraestruturas possível, a Diretiva 2008/114/CE decidiu focar-se principalmente nos setores da energia e dos transportes.

Nos EUA, só após o atentado de 11 de setembro de 2001, em Nova York – EUA, é que passou efetivamente a haver uma preocupação mais acentuada relativamente à proteção de infraestruturas críticas e começaram a ser propostas algumas medidas de forma a encarar esta nova ameaça destacando-se as seguintes [PIC, 2012].

- 2002 - *Critical Infrastructure Information Act*;
- 2003 - HSPD-7: *Critical Infrastructure Identification, Prioritization and Protection*;
- 2003 - *National Strategy for Physical Protection of Critical Infrastructure and Key Assets*;
- 2006 - *Rule Proposing Permanent Global Entry Program*;
- 2007 - *Homeland Security Appropriations Act* (instalações químicas de elevado risco);
- 2009 - *National Infrastructure Protection Plan*.

Na União Europeia e após o 11 de setembro de 2001 e dos atos terroristas em Madrid e Londres, somente a partir de 2004, se iniciaram estratégias no âmbito da proteção de infraestruturas críticas, entre as quais temos [CUE, 2008]:

- 20 de outubro de 2004 – Conselho solicitou à Comissão a elaboração de uma estratégia global de reforço da proteção das infraestruturas críticas, tendo esta publicado a Comunicação “Proteção das infraestruturas críticas no âmbito da luta contra o terrorismo”;
- 17 de novembro de 2005 – Adoção pela Comissão de um “Livro Verde” sobre um Programa Europeia de Proteção de Infraestruturas Críticas - PEPIC, vindo reforçar o valor acrescentado da existência de um enquadramento comunitário relativo à proteção de infraestruturas críticas;
- Dezembro de 2005 – O Conselho (Justiça e Assuntos Internos), solicitou à comissão a apresentação de uma proposta do PEPIC, com o objetivo de abordar todos os riscos, dando destaque à luta contra as ameaças de terrorismo;
- 12 de dezembro de 2006 – A Comissão adotou a Comunicação relativa a um Programa Europeu de Proteção das Infraestruturas Críticas (PEPIC);
- Abril de 2007 - O Conselho aprovou as conclusões sobre o PEPIC reafirmando que em última instância, é da responsabilidade dos Estados-Membros assegurar a proteção de infraestruturas críticas nos respetivos territórios;
- 08 de dezembro de 2008 – Foi publicada a Diretiva 2008/114/CE do Conselho, que veio estabelecer um procedimento de identificação e designação das Infraestruturas Críticas Europeias (ICE), e uma abordagem à avaliação da necessidade de melhorar a sua proteção.

Já numa fase posterior à publicação desta Diretiva, e no domínio da cibersegurança, também é de destacar a Comunicação da Comissão Europeia em março de 2009, relativa à proteção das infraestruturas críticas da informação – “*Proteger a Europa contra os ciberataques e as perturbações em grande escala: melhorar a preparação, a segurança e a resiliência*”; e uma outra em março de 2011 sobre “*Realizações e próximas etapas: para uma cibersegurança mundial*” [PIC, 2012].

Em Portugal, a importância da proteção de infraestruturas críticas teve início em 2004, juntamente com a UE, tendo sido criado um grupo de trabalho, coordenado pelo Conselho Nacional de Planeamento Civil de Emergência – CNPCE, (organismo que foi objeto de fusão, sendo as suas atribuições integradas na Autoridade Nacional de Proteção Civil – ANPC), que iniciou o desenvolvimento do “Projeto PIC”, procurando uma definição estratégica das infraestruturas nacionais a proteger, tanto em situações de crise como do ponto de vista preventivo, através de uma estratégia de ação estruturada em três fases [ANPC, 2014]:

- Identificação e classificação das infraestruturas críticas nacionais fundamentais para o normal funcionamento do país e o bem-estar da sua população;
- Análise e avaliação do risco associado à disfunção de infraestruturas críticas e apoio à implementação de medidas de prevenção eficientes, para reforço da sua proteção;
- Implementação de medidas de prevenção e monitorização do risco.

A primeira fase permitiu classificar, com base na sua importância relativa, 29 setores estratégicos nacionais e identificar 11600 infraestruturas críticas, tendo-se concluído que algumas IC estão sujeitas a um elevado potencial para ações mal-intencionadas e estão localizadas em zonas de elevado risco de incêndio florestal ou em leitos de cheia. Cerca de 2,5% das 11600 infraestruturas que foram classificadas como críticas, metade pertencem aos setores da energia e dos transportes, sendo que o setor das comunicações/tecnologias da informação e comunicação representa também uma fatia importante das infraestruturas críticas nacionais. A segunda fase, considerada como central para a proteção de infraestruturas críticas, permite identificar as vulnerabilidades face às ameaças que as poderão afetar, por forma a implementar medidas que permitam mitigar essas vulnerabilidades [SO, 2013]; [ANPC, 2014].

Em Portugal, a proteção de infraestruturas críticas só ganhou suporte legal, após a publicação do Decreto-Lei nº 62/2011, de 9 de maio, tendo este transposto para o quadro jurídico nacional a Diretiva 2008/114/CE, que “*estabelece os procedimentos de identificação e de proteção das infraestruturas essenciais para a saúde, a segurança e o bem-estar económico e social da sociedade nos sectores da energia e transportes*” [DR, 2011]. Este diploma define os procedimentos necessários para a designação e identificação de infraestruturas críticas europeias, estabelece a obrigatoriedade de criação de planos de segurança por parte dos operadores e determina a existência de planos de segurança externos, da responsabilidade das forças de segurança e da Proteção Civil [ANPC, 2014].

“Em Portugal, de uma forma geral, os operadores das principais IC estão sensibilizados para as ameaças e vulnerabilidades associados às suas infraestruturas. No entanto, ainda não realizam de forma sistematizada a gestão do risco das mesmas.” [SO, 2013].

Plano dos Estados Unidos da América

O *National Infrastructure Protection Plan* – NIPP, é um plano que fornece um quadro abrangente e unificado para a proteção das infraestruturas críticas e recursos-chave, Critical Infrastructure and Key Resources (CI/KR) através do setor federal, estadual, territorial, local, tribal e privado [USDHS, 2003].

O NIPP identificou três áreas específicas de interesse: as interdependências entre setores, a segurança cibernética (cibersegurança), e a natureza internacional das ameaças à infraestrutura crítica [Consolini, 2009]. A estrutura de gestão de risco do NIPP inclui seis etapas que contêm: estabelecimento dos objetivos de segurança; identificação dos recursos, sistemas, redes e funções; avaliação de riscos; definição de prioridades de ações; implementação de programas de proteção e medição de eficácia. Além disso, ele fornece uma estrutura de *feedback* (retorno), permitindo uma melhoria contínua numa abordagem flexível. O esboço deste plano é apresentado na Figura 2.3 [Yusta, *et al.*, 2011].

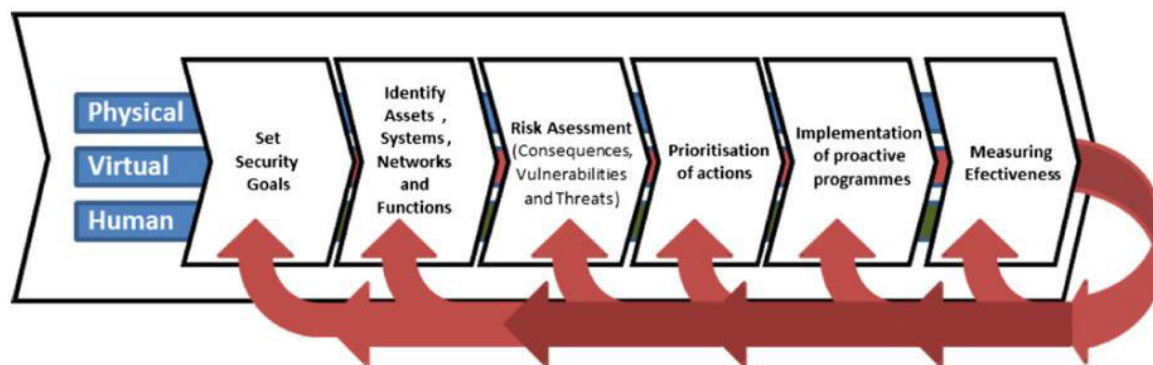


Figura 2.3 - Plano para a proteção de infraestruturas críticas e recursos-chave dos EUA [NIPP, 2009].

Programa Europeu de Proteção das Infraestruturas Críticas

O objetivo geral do Programa Europeu de Proteção das Infraestruturas Críticas – PEPIC é reforçar a proteção das infraestruturas críticas na UE. Esta tarefa é alcançada através da implementação de legislação europeia como diretivas e recomendações, divulgadas pela Comissão Europeia [Costantini, *et al.*, 2007]. O quadro legislativo PEPIC é constituído pelos seguintes elementos [CE, 2005]:

- Um procedimento para a identificação e designação das Infraestruturas Críticas Europeias – ICE, que é uma abordagem comum para avaliar a necessidade de melhorar a sua segurança;
- Medidas para facilitar melhorias no programa PEPIC, que incluem um plano de ação, uma Rede de Alerta Infraestruturas Críticas – RAIC, pela criação de conselhos de Proteção das Infraestruturas Críticas – PIC ao nível da UE, os procedimentos para a partilha de informações sobre a PIC, a identificação e a análise de interdependência.
- Ajuda aos Estados Membros – EM para melhorar a segurança das Infraestruturas Críticas Nacionais – ICN e planos de intervenção.
- Procedimentos financeiros complementares, em particular, um programa específico "prevenção, preparação e gestão das consequências de terrorismo e outros riscos de segurança" de 2007 a 2013, que disponibilizam medidas de financiamento para a proteção de infraestruturas críticas.

O setor energético europeu dá relevância à proteção da sua infraestrutura de energia de grande escala e instalações, neste contexto foi estabelecida uma rede de operadores de infraestruturas energéticas críticas dos setores de eletricidade, gás e petróleo para trocas de experiências a nível europeu sobre questões relacionadas com a segurança [CE, 2011].

Existem também outros países que possuem programas para proteção de infraestruturas críticas, os quais definiram grupos de trabalho tendo como objetivo a definição de cenários, avaliação de riscos e estabelecimento de sistemas de alerta precoce. No Anexo 1 são apresentados os principais planos governamentais documentados através das respetivas entidades designadas, em relação à proteção das infraestruturas críticas.

2.4. Conceito de Infraestrutura Crítica

Após realizado um levantamento bibliográfico, nacional e internacional, verifica-se existir um conjunto diversificado de definições para “Infraestruturas Críticas”, bem como da sua envolvente, mas apresenta-se uma síntese das análises realizadas e tendo em conta a Diretiva 2008/114/CE do Conselho, relativa à identificação e designação das infraestruturas críticas europeias e à avaliação da necessidade de melhorar a sua proteção, estas normas foram transpostas para o ordenamento jurídico interno através do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, ficando estabelecido o seguinte:

“Infraestrutura crítica - a componente, sistema ou parte deste situado em território nacional que é essencial para a manutenção de funções vitais para a sociedade, a saúde, a segurança e o bem-estar económico ou social, e cuja perturbação ou destruição teria um impacto significativo, dada a impossibilidade de continuar a assegurar essas funções.”

“Infraestrutura crítica europeia ou – ICE - a infraestrutura crítica situada em território nacional cuja perturbação ou destruição teria um impacto significativo em, pelo menos, mais um Estado membro da União Europeia, sendo o impacto avaliado em função de critérios transversais, incluindo os efeitos resultantes de dependências intersectoriais em relação a outros tipos de infraestruturas.”

Sobre as designações nacionais e europeias de “Infraestrutura Crítica”, importa referir as diferenças existentes entre elas, sendo que nas Infraestruturas Nacionais a responsabilidade recai sobre cada Estado Membro em assegurar o seu funcionamento, conforme estabelecido no PNPIC de cada país. Relativamente à ICE, a designação contempla todas as infraestruturas, que em caso de disfunção ou destruição, podem afetar dois ou mais EM ou apenas um, em caso desta instalação se situar noutra EM.

Em 2008 a NATO, na sua definição de infraestrutura crítica, introduziu o critério de *ciber* terrorismo, além de contemplar o bem-estar social dos seus EM e cidadãos.

“Consiste das instalações físicas e de tecnologia da informação, redes, serviços e bens essenciais à segurança, à saúde pública, bem-estar económico dos cidadãos da NATO, ou o funcionamento eficaz do governo. Os países confiam nas infraestruturas críticas para sustentar sua qualidade de vida” [Pais et al., 2007].

A nível internacional, não existe uma definição generalizada, mas tendo em conta a diversidade de definições, estas tendem a convergir num conjunto de pontos-chave comuns entre todas as definições, e resumidas na Tabela 2.2.

Contudo existem autores que referem, que o objetivo de todas estas definições é o de contribuir para o “Bem-Estar Social”, pois *“caso haja uma disfunção que afete os critérios referidos, o Bem-Estar da sociedade e dos seus cidadãos será afetada, atingindo por sua vez seriamente a vida da Nação” [Almeida, 2011].*

Tabela 2.2 - Definições Nacionais de Infraestruturas Críticas [Elaborado pelo autor com base em Gordon et al., 2008].

País	Definições Nacionais de Infraestruturas Críticas
EUA	<i>"Os sistemas e bens, sejam físicos ou virtuais, tão vitais para os Estados Unidos que a incapacidade ou a destruição de tais sistemas e bens teria um impacto debilitante sobre a segurança, a segurança económica nacional, segurança da saúde pública nacional, ou qualquer combinação desses elementos."</i>
Canadá	<i>"Infraestrutura crítica do Canadá consiste nas instalações físicas e de tecnologia de informação, redes, serviços e bens, cuja perturbação ou destruição teria um sério impacto sobre a saúde, a segurança ou o bem-estar económico dos canadianos, ou o funcionamento eficaz dos governos no Canadá."</i>
Austrália	<i>"Infraestrutura crítica é definida como as instalações físicas, cadeias de fornecimento, tecnologias de informação e redes de comunicação que, se destruídos, degradados ou tornados indisponíveis por um período prolongado, teriam um impacto significativo sobre o bem-estar social ou económica da nação, ou afetariam a Austrália na capacidade de realizar a defesa nacional e garantir a segurança nacional."</i>
Alemanha	<i>"Infraestruturas críticas são organizações e instalações de grande importância para a comunidade, cuja falha ou deficiência provocaria uma escassez prolongada de abastecimento, interrupções significativas para a ordem pública ou outras consequências dramáticas."</i>
Reino Unido	<i>"A Infraestrutura Crítica Nacional compreende os bens, serviços e sistemas que suportam a vida económica, política e social do Reino Unido, cuja importância é tal que a sua perda poderia provocar a perda de vidas em grande escala, ter um sério impacto sobre a economia nacional, ter outras consequências sociais graves para a comunidade, ou ser uma preocupação imediata para o governo nacional."</i>
Holanda	<i>"Infraestrutura crítica refere-se a produtos, serviços e processos de acompanhamento que, em caso de interrupção ou falha, podem causar grande perturbação social. Isso pode ser na forma de enormes baixas e danos económicos graves..."</i>
Nato	<i>"Consiste das instalações físicas e de tecnologia da informação, redes, serviços e bens essenciais à segurança, à saúde pública, bem-estar económico dos cidadãos da NATO, ou o funcionamento eficaz do governo. Os países confiam nas infraestruturas críticas para sustentar sua qualidade de vida."</i>

No capítulo seguinte caracteriza-se a segurança energética e analisam-se as principais fontes energéticas da UE e que lhe estão associadas.

Capítulo 3 : A Segurança Energética no Século XXI

3.1. Introdução

A segurança energética tem-se tornado uma das grandes preocupações do século XXI, pois sem energia não seria possível escrever este texto no computador, navegar na internet ou utilizar meios de transporte modernos para nos deslocarmos. Hoje em dia, o ser humano vive baseado no consumo de energia para praticamente tudo aquilo que o rodeia, no entanto este modo de vida tem o seu preço, obrigando à manutenção de um sistema complexo [Yergin, 2011].

Toda a nossa dependência dos sistemas energéticos, a sua complexidade e alcance crescentes, torna evidente a necessidade de se compreender os riscos e os requisitos da segurança energética do nosso século, em que a preocupação com a segurança energética além de se lidar com inúmeras ameaças, também diz respeito às relações entre os países, a sua interação e os impactos que a energia tem na sua segurança nacional [Sebastião, 2013].

3.2. Enquadramento Histórico

Quando em 1911, Winston Churchill tomou a decisão histórica de reverter os navios britânicos de propulsão a Carvão para Petróleo, permitindo construir navios mais leves, com maior autonomia e mais rápidos, que a frota alemã. Ao fazê-lo, Churchill reconheceu que tinha criado uma nova vulnerabilidade – o desafio do abastecimento – já que o carvão era um recurso endógeno e o petróleo tinha de ser importado na altura da Pérsia (atual Irão), tornando a marinha britânica, pela primeira vez, dependente de fontes energética externas. A segurança energética, tornou-se assim uma questão de estratégia nacional, e quando Churchill foi interrogado acerca dessa questão, ele respondeu aquilo que desde essa época tem sido o pilar para resolução do problema: “*Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone*”⁽²⁾, sendo essa a frase que ainda hoje é usada como *slogan* para a percepção da componente da segurança energética [Yergin, 2006].

⁽²⁾ “A segurança e a certeza no petróleo reside na variedade e apenas na variedade” – tradução livre do autor.

A preocupação relacionada com a segurança energética teve o seu marco mais importante no início dos anos 1970, após a primeira crise petrolífera, que se deveu a um embargo feito pelos países exportadores de petróleo face ao apoio concedido pelos EUA no reabastecimento de armas a Israel durante a guerra do *Yom Kippur*, em 1973. Esta crise levou o preço do petróleo quase a quadruplicar, em que o embargo e conseqüente corte de fornecimento, gerou caos, pânico, escassez e desordem económica, concebendo disputas entre as companhias petrolíferas, comerciantes e os países, e que levou à necessidade de serem adotadas medidas para evitar que estes conflitos se repetissem [Sebastião, 2013].

Em 1974, na Conferência de Energia de Washington, foi criado o Tratado Internacional de Energia (TIE), onde foi delineado um novo sistema de segurança energética, por forma a fazer frente a cortes e crises energéticas, e também evitar situações de competição que pudessem desfazer a aliança dos países ocidentais. Deste tratado também foi criada a Agência Internacional da Energia (AIE), que é a responsável pela coordenação e partilha de abastecimentos de emergência nas situações de interrupção, onde cada Estado-Membro tem de manter uma reserva estratégica de petróleo, que pode ser libertada em situações de carência de abastecimentos, com o objetivo de aumentar a confiança, evitar o pânico e evitar ações que possam interromper os abastecimentos energéticos. Até este momento estas reservas foram libertadas três vezes: em 1991 durante a crise do Golfo, em 2005 por causa dos furacões Rita e Katrina, e em 2011 durante a guerra civil na Líbia [Sebastião, 2013].

Tendo em conta esta instabilidade nos mercados, neste século tem existido um regresso à problemática da segurança energética, em consequência de flutuações no mercado petrolífero, instabilidade em certos países exportadores, volatilidade dos preços, terrorismo, medo de disputas pelos abastecimentos, custo da energia importada e às rivalidades geopolíticas, em que o critério fundamental de todos estes aspetos é a necessidade dos países terem disponibilidade de energia que lhes permita sustentar o seu crescimento económico.

3.3. Conceito de Segurança Energética

A segurança energética tem-se tornado nos últimos anos, uma das grandes questões internacionais, tratando-se de um conceito complexo e controverso, devido ao diversificado número de visões sobre a temática.

Segundo [Yergin, 2011], a segurança energética não se relaciona apenas ao petróleo, pois também fazem parte da equação tanto o gás natural e os processos de produção, transformação e distribuição de eletricidade. No início o gás natural tinha a representação de um combustível local, mas atualmente e cada vez mais, com a distribuição terrestre por gasodutos e por rotas marítimas de Gás Natural Liquefeito (GNL) este tem-se tornado um combustível cada vez mais global. A eletricidade, não sendo uma fonte de energia primária, mas devido à sua aplicação generalizada, multiplicidade das redes e sistemas, vulnerabilidade aos fatores climáticos, e à sabotagem, acaba por se considerar uma das fontes energéticas com impacto mais rápido e significativo à segurança energética de qualquer país.

Constantemente existem cortes de energia devido a um sistema elétrico pouco fiável, afetando milhões de pessoas. Por outro lado, cerca de 40% da população mundial ainda depende da madeira e resíduos agrícolas e animais, como formas energéticas tradicionais, em que para estes o significado de segurança energética é a que permite a satisfação das necessidades básicas. Nas economias mais desenvolvidas, com necessidades mais complexas, o significado de segurança energética relaciona-se com a acessibilidade, fiabilidade e garantia de abastecimento dos recursos energéticos em quantidades suficientes para o consumo, e de proteção a possíveis interrupções [Luft, *et al.*, 2009].

A definição de segurança energética tem muito a ver com a situação particular energética de cada país, comportando um significado diferente de país para país, de acordo com a sua localização, existência de recursos, relações internacionais, estado económico e sistema político. Os países importadores desejam a segurança de abastecimento energético a baixos preços, enquanto os países exportadores preocupam-se com a segurança da procura, isto é, a garantia de que a sua produção seja comprada a preços justos a longo prazo, por forma a terem receitas previsíveis e estáveis [Martins, 2013].

O *World Economic Forum* (WEF) define a segurança energética como um termo que abrange muitas dimensões, combinando energia, crescimento económico e poder político [WEF, 2012]. Já a AIE define segurança energética com sendo “*a disponibilidade física ininterrupta de produtos energéticos no mercado, a preços acessíveis, respeitando preocupações do ambiente*” [IEA, 1995].

Em resumo, pode-se considerar como **definição clássica** de segurança energética: “**o abastecimento fiável a preços razoáveis**”, e através de quatro dimensões [Sebastião, 2013]:

- **Segurança física** – proteção das infraestruturas, dos ativos, das redes de abastecimento e rotas de tráfego e manutenção das reservas para eventuais situações de crise;
- **Disponibilidade de energia** – a capacidade de garantir o acesso à energia, fisicamente, comercialmente e contratualmente;
- **Sistemas de segurança energética** – coordenação das políticas nacionais e instituições internacionais, por forma a manter o abastecimento contínuo e poder responder a emergências;
- **Investimento** – por forma a permitir os abastecimentos adequados e infraestruturas acessíveis no momento correto, e para isso são essenciais políticas ambientais empresariais adequadas, por forma a motivar investimentos com retorno de longo prazo.

Os riscos de segurança energética, que a UE se vê confrontada podem ser classificados como: - **riscos internos:** incertezas da procura energética, infraestruturas, evolução e desenvolvimentos institucionais e orientações políticas; - **riscos externos:** importações energéticas, transporte e problemas técnicos relacionados com a produção [Martins, 2013]. Enfrentar problemas externos abarca o desenvolvimento de diplomacias e a presença de empresas europeias nos mercados internacionais [Bigano *et al.*, 2009].

A UE produz menos de um quinto do seu consumo total de petróleo, o qual constitui a maior parte do total das importações de energia da UE (60%), logo a seguir pelas importações de gás (26%) e combustíveis sólidos (13%), onde a proporção entre a energia importada e as energias renováveis é irrelevante (menos de 1%). Prevendo-se um crescimento da procura mundial de energia, tornará a competição pelos recursos mais complexa, levando a que o poder dos poucos grandes exportadores energéticos aumente ainda mais. Na área da segurança energética, a Europa vai ter de elaborar uma estratégia coletiva, pois atualmente ainda não conseguiu elaborar uma abordagem coerente e integrada [Eiras *et al.*, 2011].

3.4. Principais Fontes de Energia na UE

No panorama europeu as principais fontes energéticas são caracterizadas de seguida, assim como o estado da segurança energética na Europa, relativamente à disponibilidade e ao consumo da energia, e às vulnerabilidades relativas a cada fonte energética.

3.4.1. Petróleo

Atualmente o petróleo tem um peso extremamente importante no mundo que cada vez mais sofre de bulimia energética.

“A população mundial consome hoje cerca de 85 milhões de barris de petróleo por dia, 304 milhões de pés cúbicos de gás e 14 milhões de toneladas de carvão, tudo num só dia. Estes 85 milhões de barris de petróleo significam uma piscina olímpica, que desaparece em cada 15 segundos, logo serão 5 500 piscinas olímpicas por dia”⁽³⁾ [Rodrigues, 2013].

Em 2009 o petróleo representou cerca de 33% da procura global de energia, sendo o recurso energético dominante, onde 14% da procura total foi feita pela UE. Esta fonte energética é vital para a UE, principalmente para o setor dos transportes seguido do setor industrial [IEA, 2011a]. Desde 1990 que a sua utilização sofreu um decréscimo devido à conversão de centrais elétricas para gás natural e também graças ao contributo das energias renováveis [Martins, 2013].

A importação de crude na UE diminuiu ligeiramente de 528 Mtep em 2010 para 523 Mtep em 2012. De acordo com a Figura 3.1 verifica-se na distribuição dos países abastecedores de crude à UE, que em 2012 mais de um terço provém da Rússia (34%), seguindo-se a Noruega (11%) [EC, 2014a]. Embora a Noruega não deva constituir motivo de preocupação, por pertencer à zona económica exclusiva europeia, já os outros fornecedores não demonstram tanta segurança ao abastecimento europeu. Em 2030, prevê-se que a produção de petróleo na UE seja um terço da atual, e a procura venha a atingir as 634 Mtep, indicando que as necessidades de importação tenderão a aumentar [Martins, 2013].

⁽³⁾ Texto proferido oralmente pelo Doutor António Costa Silva, no Fórum das Políticas Públicas em 15 de março de 2012, no ISCTE-IUL.

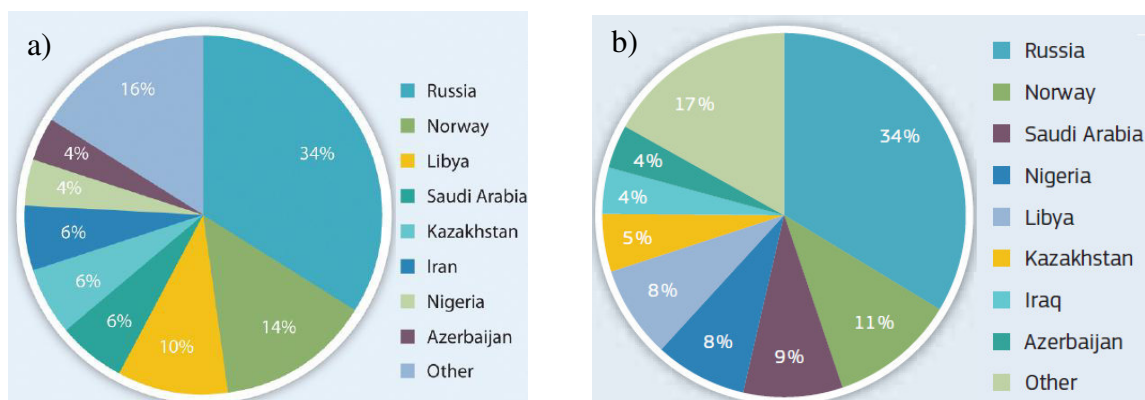


Figura 3.1 - Países exportadores de *crude*: a) para a UE-27 em 2010, b) para a UE-28 em 2012 [a) (EC, 2012); b) (EC, 2014)].

Prevê-se que em 2030 a Rússia continue a ser o maior fornecedor de petróleo à UE, enquanto a Noruega, devido a já ter alcançado o seu pico de produção em 2001, venha somente a exportar apenas 10% do valor atual. Por outro lado o continente americano também não deverá ter uma contribuição muito significativa à UE, devido ao aumento das necessidades dos EUA, levando a que a Europa venha a continuar muito dependente da Rússia [Checchi, *et al.*, 2008].

Enquanto os países consumidores procuram a segurança de abastecimento, os países produtores, dependentes das receitas do petróleo, procuram a segurança da procura. Uma forma de alcançarem a segurança da procura é controlando as rotas de abastecimento, em particular os corredores de transporte, em que quanto maior é a procura energética, mais extensos se tornam os *pipelines*, atravessando mais países terceiros [Luft, *et al.*, 2009].

De entre os produtores, os 13 membros pertencentes à Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) são os que têm mais influência, detendo 78% das reservas mundiais provadas de petróleo, fornecendo cerca de 40% da produção mundial de petróleo [BP, 2012]. Desta forma a OPEP tende a funcionar como um cartel, dominando o lado da oferta, e tendo a possibilidade de estabelecer os preços de petróleo. Os 13 membros que constituem a OPEP são a Angola, Arábia Saudita, Argélia, Equador, Emirados Árabes Unidos, Indonésia, Iraque, Irão, Kuwait, Líbia, Qatar, Nigéria e Venezuela [Martins, 2013]. A Figura 3.2 mostra uma perspetiva dos locais globais com maiores reservas provadas em 2011.

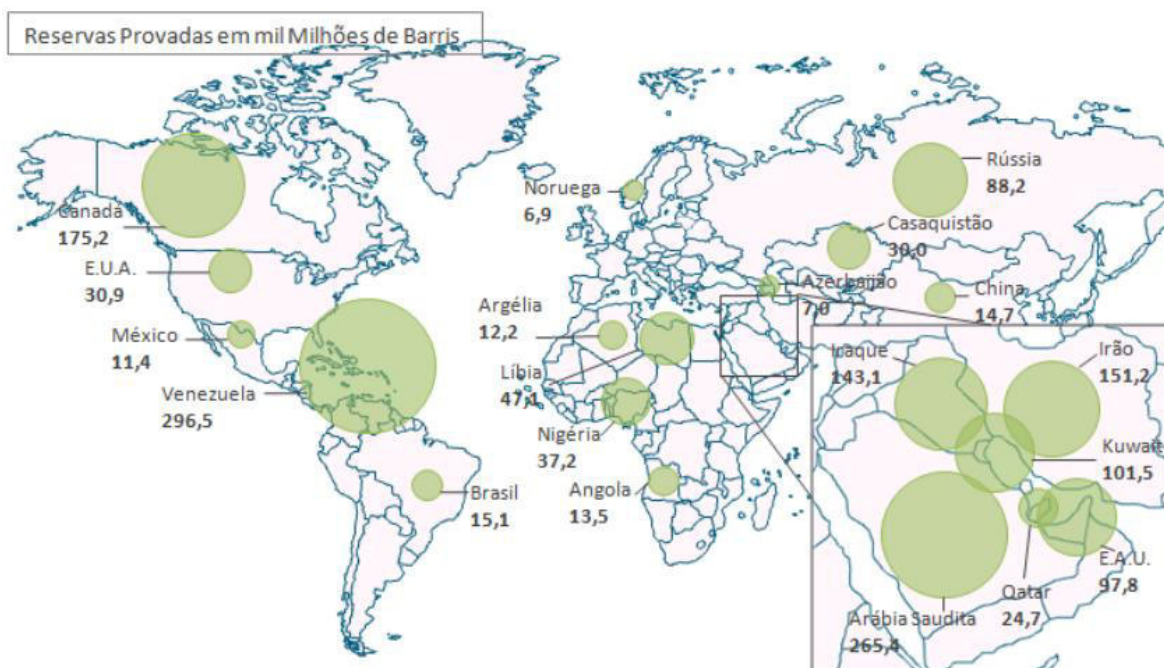


Figura 3.2 - Disposição das principais reservas de petróleo provadas mundialmente, em 2011, [BP, 2012].

Comparando com os valores atuais, verifica-se que a produção da OPEP não difere muito dos valores de 1973, enquanto a procura de petróleo quase duplicou desde então [Jaffe, 2009]. Segundo [Martins, 2013], a OPEP poderia injetar no mercado uma maior quantidade de petróleo, o que levaria a uma diminuição do seu preço, mas tem conseguido limitar a produção de petróleo, distorcendo a oferta global, por forma a aumentar os seus lucros.

Outro importante produtor e exportador é a Rússia, que não sendo membro da OPEP, ocupa 13% do território mundial e possui 13% das reservas de petróleo e 34% das reservas de gás a nível global [Luft, *et al.*, 2009]. Em 2008, a Rússia tornou-se no segundo maior produtor de petróleo à UE, seguido da Arábia Saudita, exportando cerca de 30% do petróleo e 50% do gás consumido na UE. O comportamento internacional russo tem deixado os seus parceiros inseguros, no que diz respeito à sua confiança enquanto fornecedor energético, onde se tem notado o interesse estratégico de garantir o controlo das rotas de transporte energéticas, opondo-se a projetos que proporcionem alternativas de abastecer a Europa [BP, 2012], [Cohen, 2009].

Em 2012, a Rússia exportou cerca de 7,4 mbd de combustíveis líquidos totais, dos quais 5 mbd de petróleo e 2,4 mbd de produtos petrolíferos. Cerca de 79% das exportações de petróleo Russo foram para países europeus, em especial para a Alemanha, Holanda e Polónia, 18% das exportações destinaram-se para a Ásia, e o restante foi para as Américas.

Mais de 80% do petróleo da Rússia é exportado pela *Transneft* (empresa estatal russa de transporte de petróleo via *pipeline*), e o restante é enviado via-férrea e em navios [EIA, 2014]. Na Figura 3.3 encontram-se as rotas comerciais, destacando-se o peso da dependência europeia das importações russas e do Médio Oriente, em 2013.

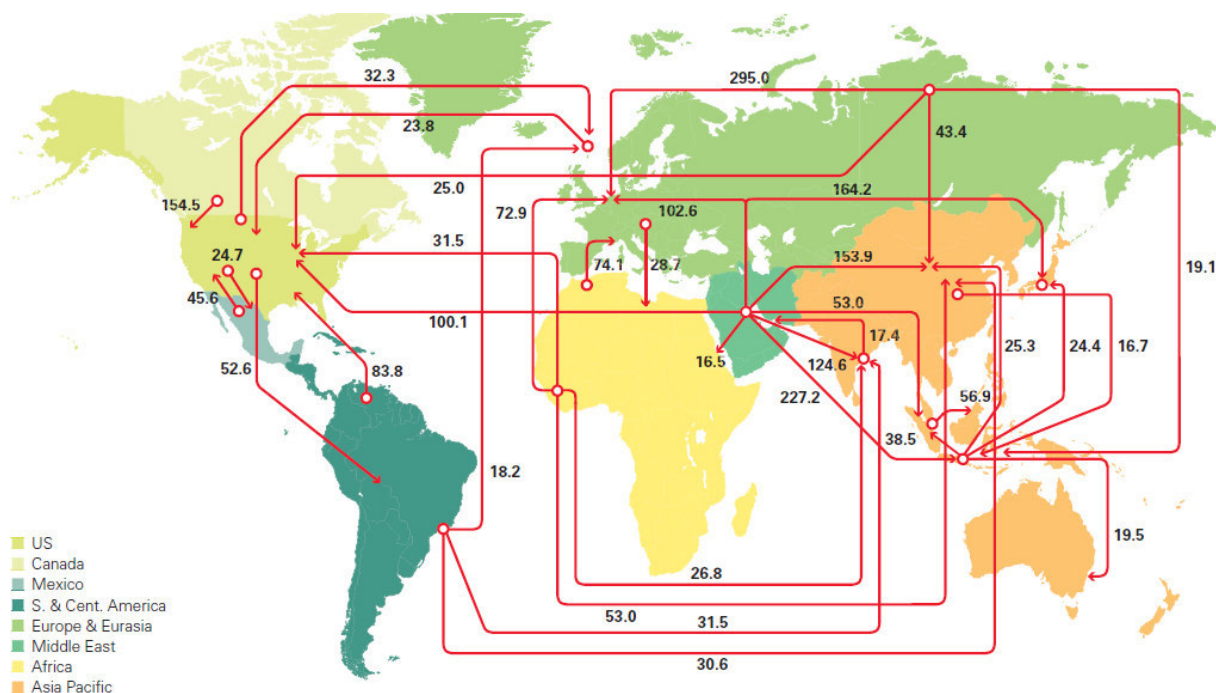


Figura 3.3 - Rotas comerciais em 2013 e respetivo fluxo de petróleo (milhões de toneladas) [BP, 2014].

Relativamente ao crude importado para a UE, mais de 85% é transportado via marítima, e cerca de 14% através de *pipelines*, como é o caso das importações vindas da Rússia através das *pipelines Druzhba North e South*, e vindas da Noruega para o Reino Unido pela *pipeline Norpipe*, que derivado à queda da produção norueguesa, se prevê até 2030 uma diminuição de 11%, tornando a Europa ainda mais dependente dos *pipelines* Russos. Isso poderá levar a fatores de risco, pois o *pipeline Druzhba* já se encontra no limite das suas capacidades, e como arma geopolítica há a possibilidade da Rússia poder cortar o abastecimento, afetando principalmente alguns países da Europa Central, que dependem quase na sua totalidade das exportações russas [Martins, 2013].

A principal porta de entrada de petróleo na Europa é a via marítima, com cerca de 60% a entrar pelo norte da Europa, com destaque para a Holanda (Roterdão), e os restantes 40% são distribuídos pelos portos do mediterrâneo. Segundo [Checchi, *et al.*, 2008], em 2030 prevê-se que os portos do Atlântico venham a receber cada vez mais crude, ganhando maior

importância, devido ao aumento da procura dos países do norte da Europa, dependentes do crude norueguês, como é o caso do Reino Unido.

O transporte marítimo de petróleo embora seja mais flexível que o transporte por *pipelines*, encontra-se vulnerável a pontos de estrangulamento (*chokepoints*), nomeadamente os estreitos marítimos, por onde circulam os petroleiros, conforme está ilustrado na Figura 3.4.

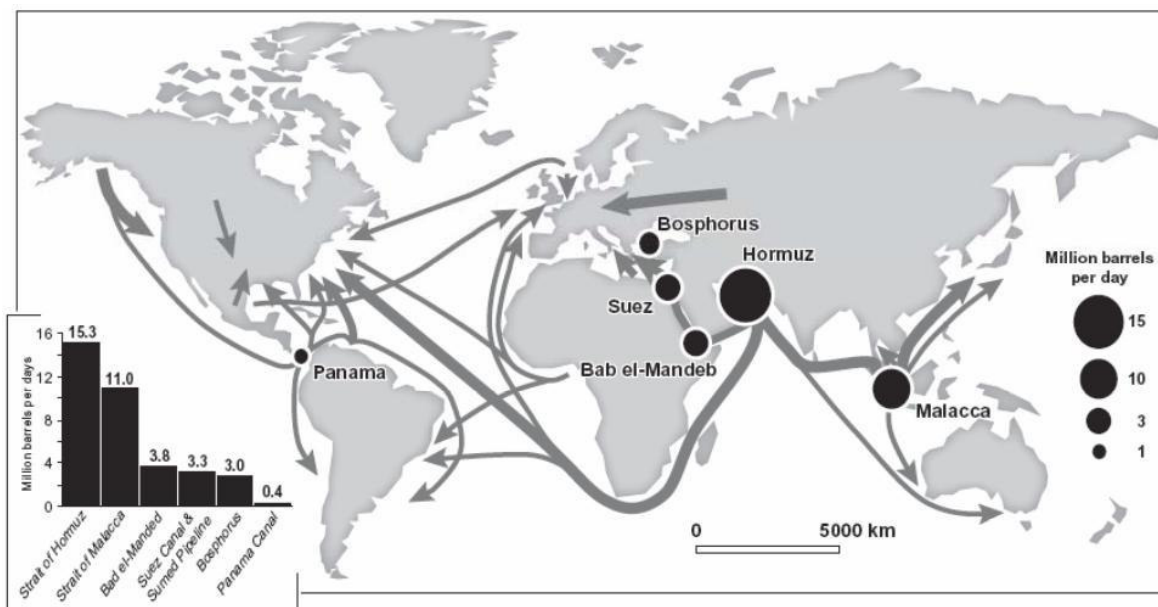


Figura 3.4 - Fluxos de petróleo, a sua intensidade e proveniência face aos principais *Chokepoints* [Eiras *et al.*, 2011].

Cerca de 42% da produção diária mundial de crude (37 mbd) torna-se prisioneira dos estreitos marítimos, dos quais 22,4 mbd navegam no Médio Oriente (Estreitos de Ormuz, Bab-el-Manded e Canal Suez) e 11 mbd no Sudeste Asiático (Estreito de Malaca) [Eiras *et al.*, 2011]. Os acidentes marítimos, e ataques de pirataria, especialmente na Costa da Somália são ameaças constantes ao transporte através destas rotas, podendo provocar impacto no abastecimento petrolífero e ter reflexo nos preços do petróleo [Willenborg *et al.*, 2004].

Hormuz é o estreito com maior congestionamento, ligando o Golfo Pérsico aos mercados mundiais, onde todos os dias, passam cerca de 20 petroleiros, transportando cerca de 17,5 mb, equivalente a 20% da procura mundial e 40% de todo o petróleo mundial [Yergin, 2011].

Outro dos problemas ligados à segurança de abastecimento tem a ver com os preços que o *crude* atinge no mercado, podendo provocar uma disrupção económica, provocando que os preços de petróleo sejam extremamente voláteis, Figura 3.5.

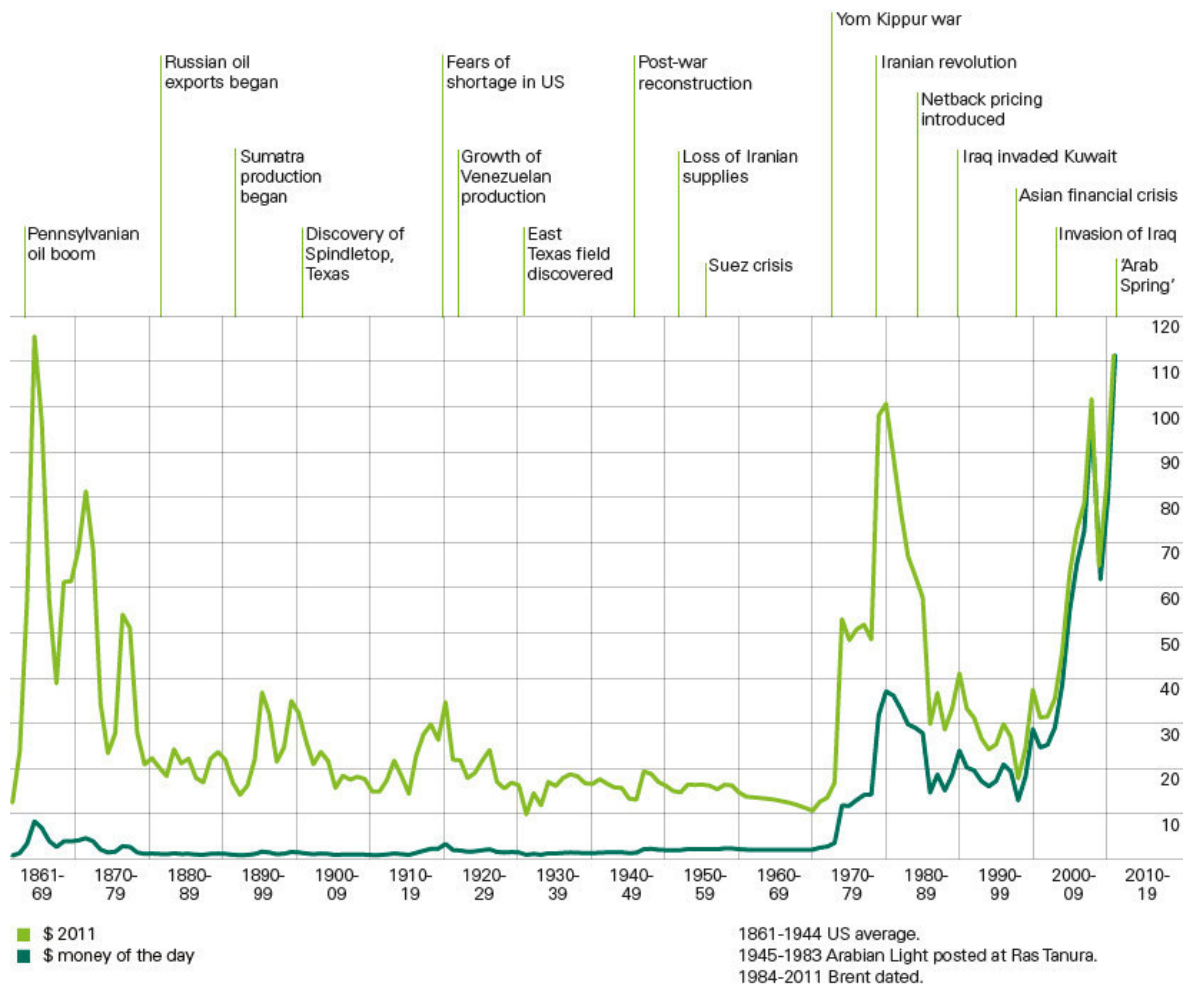


Figura 3.5 - Evolução do valor do barril de petróleo a preços constantes (2011 USD) e correntes [BP, 2012].

A volatilidade verificada nos primeiros anos da indústria deveu-se, essencialmente, a novas descobertas e à tecnologia utilizada na altura. Entre os anos de 1920 e 1970 os preços do petróleo eram estáveis, muito graças às diversas descobertas no Médio Oriente, juntamente com o controlo do oligopólio pelas famosas “7 irmãs”⁽⁴⁾, que garantiam uma capacidade de produção em linha com o crescimento da procura, tendo as “7 irmãs” perdido o controlo no mercado do petróleo entre 1969 e 1973, muito devido a nacionalizações das companhias, tanto na Líbia através de um golpe de estado por parte de Kadhafi, como mais tarde no Irão, levando a que o poder de fixar os preços passasse das companhias para os países exportadores, tendo criado uma grande instabilidade nos preços, muito influenciadas por guerras e crises [Martins, 2013]. Uma análise realizada pela Europa – Associação Europeia

⁽⁴⁾ As 7 companhias de petróleo dominadoras do mercado na altura, formavam um cartel composto pelas empresas: Anglo-Persian Oil Company (actual BP); Royal Dutch Shell (actual Shell); Standard Oil of New Jersey (Esso, mais tarde Exxon que se fundiu à Mobil formando a ExxonMobil); Standard Oil of New York (Socony, mais tarde a Mobil, que se fundiu com a Exxon formando a ExxonMobil); Texaco; Standard Oil of California (Socal que mais tarde se fundiu com a Texaco) e a Gulf Oil (Absorvida pela Chevron, posteriormente ChevronTexaco). Hoje as 7 irmãs são apenas 4 ExxonMobil, ChevronTexaco, Shell e BP.

da Indústria de Refinação e Petroquímica, demonstrou que embora tenha existido uma diminuição do número de refinarias entre 1993 e 2007, a capacidade média por refinaria aumentou cerca de 30%, muito devido a melhoramentos nas suas infraestruturas [Eiras *et al.*, 2011]. Em maio de 2010, a UE era considerada a 2ª maior produtora mundial de derivados de petróleo, seguida dos EUA, tendo em operação 104 refinarias, gerando uma capacidade de refinação de crude de 778 Mton anuais (equivalente a 15,5 mbd), o que representava 18% da capacidade refinadora mundial. Desde 1990 a UE tem vindo a registar um crescimento da procura de destilados médios como o diesel, querosene e jet fuel, tendo aumentado cerca de 82% entre 1990 e 2008, enquanto a gasolina sofreu um decréscimo da procura em cerca de 4% no mesmo intervalo de tempo [Avis, *et al.*, 2009].

A AIE, tendo como objetivos principais a prevenção de ruturas no abastecimento de petróleo, levou à criação de um Programa Internacional de Energia (IEP), que obriga todos os países aderentes a manter reservas de 90 dias de importações líquidas de petróleo e/ou produtos petrolíferos (tendo como base o ano anterior), podendo ser utilizadas em alturas de crise de abastecimento [Luciani, *et al.*, 2011]. A legislação da UE referente a reservas de petróleo encontra-se na Directiva 2009/11/EC de 14 de setembro de 2009, que procurou reduzir procedimentos burocráticos, tentando ser mais coerente com os padrões da AIE, mantendo as reservas de petróleo nos 90 dias, sendo feito o cálculo das reservas com base nas importações líquidas e não no consumo de cada Estado-Membro, e obrigando cada Estado-Membro a ter pelo menos um terço das reservas de produtos petrolíferos relativos aos valores de consumo de cada Estado-Membro [Martins, 2013].

Relativamente ao crude não convencional (areias betuminosas, xistos betuminosos, *deep offshore* – exploração em águas profundas, prevê-se um aumento de 1,8 mbd de 2008 para 7,4 mbd em 2030 [IEA, 2009]. Embora, possa vir a ter um papel importante no âmbito da segurança energética, a extração deste tipo de petróleo tornar-se-á cada vez mais mais complexa e onerosa, ficando bastante dependente de tecnologias mais sofisticadas de extração que possam tornar o investimento viável. No entanto, esta tendência demonstra que a era do petróleo barato está a chegar ao fim [Eiras *et al.*, 2011]. O Petróleo não convencional permite uma mudança da geografia conhecida até então do petróleo, que se concentrava essencialmente em África, Médio Oriente e Rússia, enquanto o petróleo não convencional, representado na Figura 3.6, tem as suas maiores reservas na América do Norte, América Latina, Europa de Leste e Eurásia.

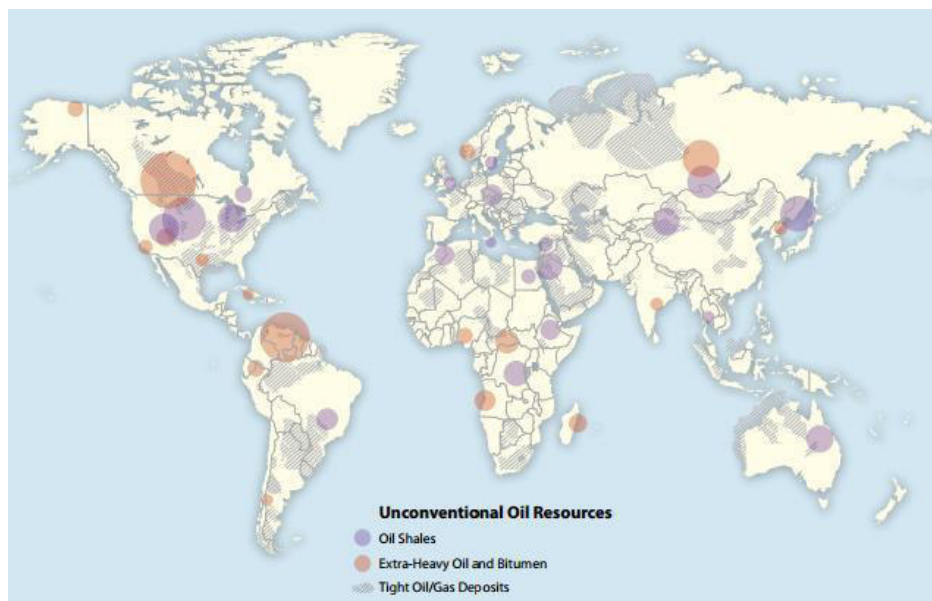


Figura 3.6 - A nova geografia do petróleo não convencional [Gordon, 2012].

É importante mencionar que o petróleo não convencional, sendo mais pesado e rico em enxofre, provoca um maior impacto ambiental em termos de emissões [Martins, 2013].

3.4.2. Gás natural

A mudança parcial do consumo do petróleo para o gás natural, pelas economias desenvolvidas, por motivos ambientais e por maior eficiência económica para produzir eletricidade (através de centrais de ciclo combinado usando gás natural), tem vindo a mudar a geoeconomia da energia, colocando a Rússia, Irão, Qatar, Turquemenistão, Arábia Saudita, e Emirados Árabes Unidos como donos das principais reservas de gás natural (76% das reservas provadas mundialmente) [IEA, 2009a].

Relativamente ao abastecimento europeu, a Noruega, Holanda e Reino Unido também têm produção endógena, mas já se encontram próximos do pico de produção, sendo que a maioria do gás natural é importado da Rússia e da Argélia através de *pipelines*. Quanto ao GNL, transportado via marítima, representava em 2008 cerca de 11% de todo o gás importado, sendo 7,6 vezes inferior ao volume que circulava via *pipelines* europeus [Silva, 2008a]. A Figura 3.7 identifica a distribuição mundial das principais reservas de gás natural existentes em 2011.

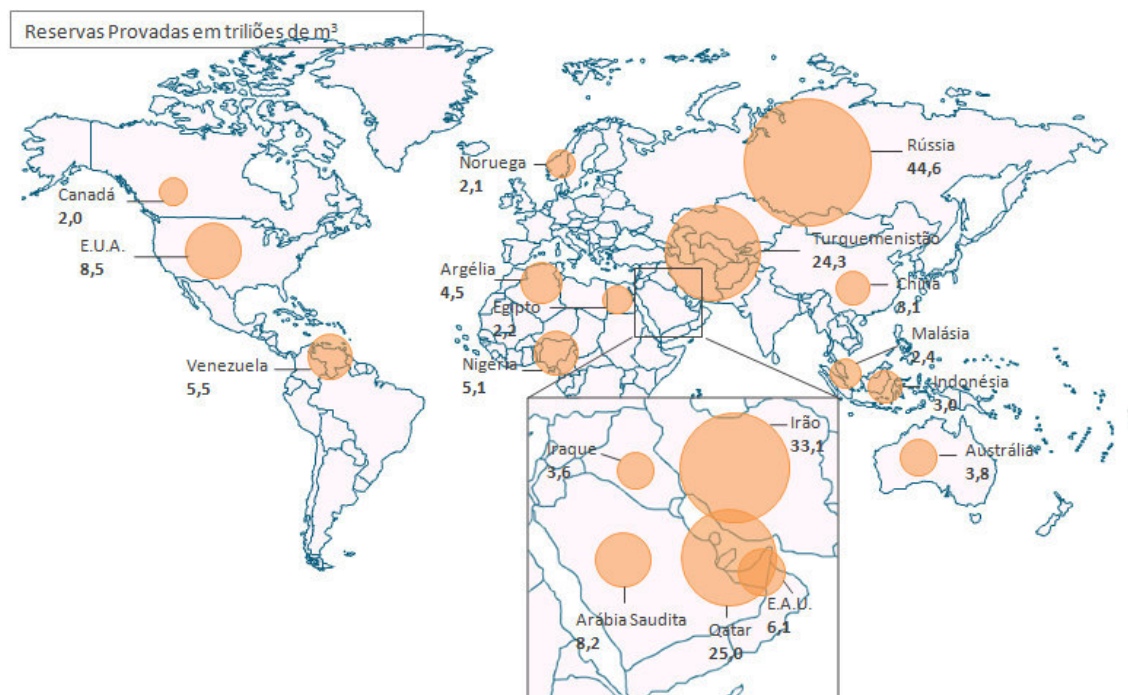


Figura 3.7 - Disposição mundial das principais reservas provadas de gás natural em 2011, [BP, 2012].

Uma preocupação para o abastecimento de gás natural na Europa, deve-se à sua diminuição de produção em detrimento do aumento da procura, que entre 1990 a 2005 houve um aumento do consumo de 50% com a tendência de continuar a aumentar nos próximos 20 anos, prevendo-se o aumento do consumo de gás para o setor elétrico, como para aquecimento de espaços e setores de serviços e industriais. Esta ausência de descoberta de novas jazidas tenderá a tornar a Europa cada vez mais dependente de importações. Outra preocupação relacionada com a segurança de abastecimento de gás natural à Europa tem a ver com a posição monopolista dos principais fornecedores, sendo estes controlados pelos seus estados, representados na Tabela 3.1 [Martins, 2013].

Tabela 3.1 - Maiores fornecedores de gás da UE em 2008; [Martins, 2013], com base em [Le Coq *et al.*, 2008].

País	%	Empresa exportadora	Parte estatal
Rússia	29	Gazprom	50
Noruega	17	Statoil	70
Argélia	13	Sonatrach	100
Nigéria	1	BBOC	100
Qatar	1	Qatargas	65

Para os países europeus, a Rússia tem sido a maior preocupação, devido à sua ambição em querer dominar o transporte de gás natural para a Europa via gasoduto, contudo têm

apresentado episódios hostis, tais como os cortes de gás à Ucrânia em pleno Inverno, criando em relação à Rússia uma certa desconfiança como fornecedor fiável [Silva, 2008a].

Devido à diminuição da produção europeia, ao aumento do consumo, e à necessidade de diversificar o abastecimento de gás natural, regularmente declarada pela Comissão Europeia, apenas a diversificação de interligações e rotas permitem diminuir os riscos de abastecimento. Dessa forma, têm surgido vários projetos de *pipelines* na Europa, entre os principais, estão previstos dois novos gasodutos para transportar gás russo para o mercado europeu (o *Nord Stream* e o *South Stream*), e um outro (*Nabucco*), que pretende ligar a Ásia Central e o Médio Oriente à Europa, evitando a Rússia, conforme ilustra a Figura 3.8.



Figura 3.8 - Traçado dos principais gasodutos: *Nord Stream*, *South Stream* e *Nabucco* [Gala, 2013].

O *Nord Stream* é um gasoduto com uma extensão de 1224 km que irá ligar a Rússia à Alemanha através do Mar Báltico. O *South Stream* é o projeto de gasoduto mais caro do mundo, prevendo-se que custe cerca de 24 bilhões de euros, investimento esse feito através de uma parceria entre a *Gazprom* e a italiana ENI. Este gasoduto irá ligar a Rússia, através do Mar Negro até à Bulgária, e daí terá uma bifurcação para a Áustria e Itália. A intenção da UE querer diversificar as alternativas aos tradicionais abastecimentos russos, por forma a esta não utilizar a energia como arma política, fez nascer em 2002 o projeto *Nabucco*, sendo este um gasoduto que pretende “construir uma ponte” de ligação entre as regiões da Ásia Central e do Médio Oriente com a Europa, proporcionando a venda direta de gás natural. Espera-se a conclusão deste projeto em 2015, tendo um custo total de 7,9 bilhões de euros,

permitindo uma capacidade de 31 bcm. Este projeto, porque não atravessa o território russo, tem levado constantemente a Rússia a mover ações por forma a frustrar este projeto, tentando influenciar os políticos dos países por onde o projeto *Nabucco* atravessa [Gala, 2013].

Também tem sido importante para a Europa, as exportações vinda da Argélia, que apesar de nos anos 80 ter nacionalizado os recursos, tem vindo atualmente a mostrar uma relativa estabilidade política. Quanto à Nigéria, sendo o país mais importante na exportação de GNL para a Europa, tem tido alguns problemas de instabilidade, mas desde 2006 têm aumentado, devido a instabilidade política e social [Stern, 2006].

Os problemas relacionados com o transporte através de gasodutos derivam, de que desde a origem até entrarem na UE, o gás tem de atravessar alguns países que podem politicamente instáveis. No caso do gás vindo da Argélia para a Europa, apesar de certos problemas políticos internos com Marrocos, ainda não se verificou nenhuma interrupção. Relativamente às importações vinda da Rússia, já se verificaram cortes de abastecimento, e como as relações russas com as antigas repúblicas soviéticas ainda continuam hostis, a Rússia ainda não deixa de ser uma ameaça quanto à segurança de abastecimento europeu [Larsson, 2007].

Quanto ao GNL, mesmo que em 2010 representasse apenas cerca de 25% do abastecimento à UE, o seu transporte por navios metaneiros é considerado mais seguro do que o transporte de gás natural através de *pipelines*, isto porque o transporte por mar permite maior flexibilidade e diversidade. No entanto o transporte de GNL apesar de ter registado um grande aumento nos últimos anos, requer um grande investimento tanto para o transporte como para as instalações de GNL, levando a que os países exportadores não consigam acompanhar certos aumentos de capacidade dos países importadores, resultando numa subexploração de alguns terminais de regaseificação [Martins, 2013].

Os fluxos de gás no mundo são representados na Figura 3.9, onde se verifica uma fraca atenção dada pela Europa à América Latina, à Bacia Atlântica, ao Magrebe e ao Mediterrâneo, contrastando com a crescente dependência da Rússia, e onde se denota uma fraca aposta da Europa no acesso a reservas de gás por via marítima, onde os poucos países a apostar nessa via são Portugal, Espanha, Itália, Grécia, França e a Bélgica. Sendo já preocupante a dependência de muitos países europeus do gás russo, com a diminuição da produção no Mar do Norte, o futuro tenderá a ficar mais preocupante [Silva, 2007].

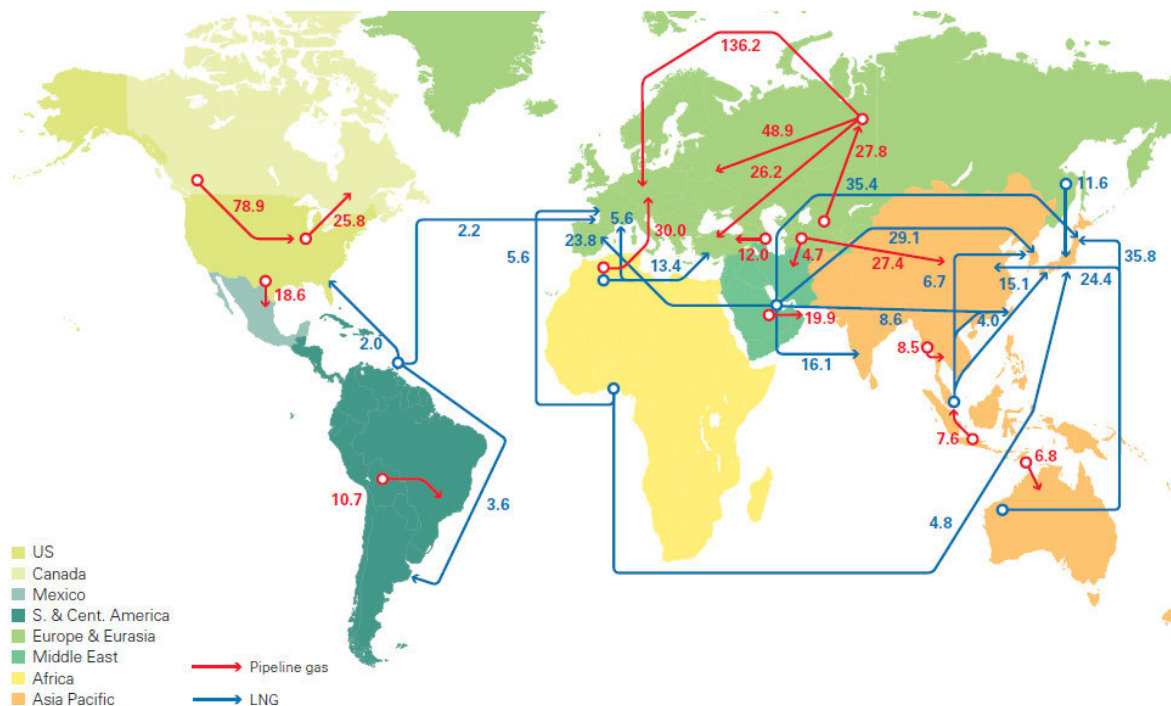


Figura 3.9 - Maiores rotas comerciais e respetivo fluxo de gás em 2013 (bilhões de metros cúbicos) [BP, 2014].

Relativamente ao armazenamento de gás, como forma de segurança de abastecimento de curto prazo, tem havido um investimento por parte da Europa, encontrando-se com uma capacidade de armazenamento estável. A UE em 2010 possuía 124 instalações de armazenamento subterrâneo, maioritariamente distribuídas pela Alemanha (25%), Itália (17%) e França (14%), com um volume de armazenamento de 86 bcm, permitindo 59 dias de consumo médio [Eurogas, 2011]. Portugal também tem reservas armazenadas na Mata Nacional, junto ao Carriço/Monte Redondo.

Nos últimos anos graças ao desenvolvimento de tecnologias inovadoras (fracturação hidráulica das rochas através de perfuração horizontal), começou a ser possível a exploração e produção de combustíveis fósseis não convencionais, como o gás de xisto/gás não convencional, isto provocou uma mudança no mercado do gás natural a nível mundial, permitindo novas perspetivas e um reforço da segurança europeia [Eiras *et al.*, 2011].

Dada a relevância deste tipo de gás, em 2010 o jornal New York Times descreveu que “O gás xistoso (ou gás de xisto), em inglês “shale gas”, é um tipo de gás natural não convencional que se encontra «preso» nas camadas rochosas de xisto. As estimativas apontam para a existência de mais de 237.000 bilhões de metros cúbicos de reservas

recuperáveis só na América do Norte - um volume suficiente para satisfazer as necessidades dos EUA nos próximos 45 anos.” [Eiras *et al.*, 2011].

Posteriormente a 2008 começou-se a verificar um aumento da produção deste tipo de gás não convencional por parte dos EUA, que até então estavam a enfrentar um declínio da sua produção doméstica, verificando-se que o país tem um grande potencial deste recurso, e espera-se que o aparecimento desta nova tecnologia, que coincidiu com a construção de terminais de GNL e levou a que entre 2004 e 2012 se tenha duplicado a capacidade mundial de GNL. Em 2010 o Qatar atingiu 77 Mton de capacidade (28% do total) e mais recentemente prevê-se que a Austrália venha a emergir como novo grande exportador de GNL, permitindo que a Europa se torne menos dependente do gás transportado por *pipelines*, onde o preço é indexado ao do petróleo (em contratos de 20 anos), e por consequência existirá uma diminuição do seu preço em virtude de uma maior concorrência de mercado [Martins, 2013].

Por este efeito, em 2010 os EUA tornaram-se os maiores produtores de gás natural, conseguindo ultrapassar a Rússia, tendo a importação vindo dos EUA levado a uma diminuição dos preços de gás natural na Europa, tendo o ministro dos Recursos Naturais do governo russo declarado à Reuters em abril de 2010, que o surgimento do gás de xisto “é um problema para a *Gazprom* (a maior empresa da Rússia e a maior exportadora de gás natural do mundo)”. Este tipo de gás tenderá a desempenhar um papel importante no *mix* energético da UE, pois além de emitir menos 50% de CO₂ relativamente ao petróleo, também se poderá servir como uma barreira contra eventuais perturbações da Rússia [Eiras *et al.*, 2011]. Estima-se que na Europa existam 200 biliões de metros cúbicos de gás de xisto, podendo este ser encontrado na Alemanha, Suécia, Polónia, Reino Unido, Holanda, França, Espanha e também em Portugal.

3.4.3. Carvão

A nível de segurança de abastecimento para a UE, o carvão não tem trazido grandes preocupações, comparando com outras fontes fósseis, por ser abundante, e encontrando-se regionalmente bastante diversificado. Apesar de ter cada vez maior procura mundial, principalmente na China, na Europa a procura tem vindo a diminuir consideravelmente desde os anos 80, devido essencialmente a mudanças na produção de energia elétrica, de centrais

a carvão para gás. Estima-se que entre 2005 a 2030 a procura a nível mundial deste combustível fóssil continue estável, mas que na Europa a produção doméstica venha a cair para 37% do consumo, sendo que em 2005 o consumo rondava os 61% [IEA, 2008b].

Em 2005 a UE tinha como principais fornecedores de carvão a África do Sul (23%), Rússia (21%), Austrália (12%), Colômbia (11%), EUA (7%) e Indonésia (6%). Existe uma maior diversificação de importações, relativamente ao gás natural, com o contributo de que os países exportadores consideram-se com democracias estáveis e representada na Figura 3.10 [Martins, 2013].

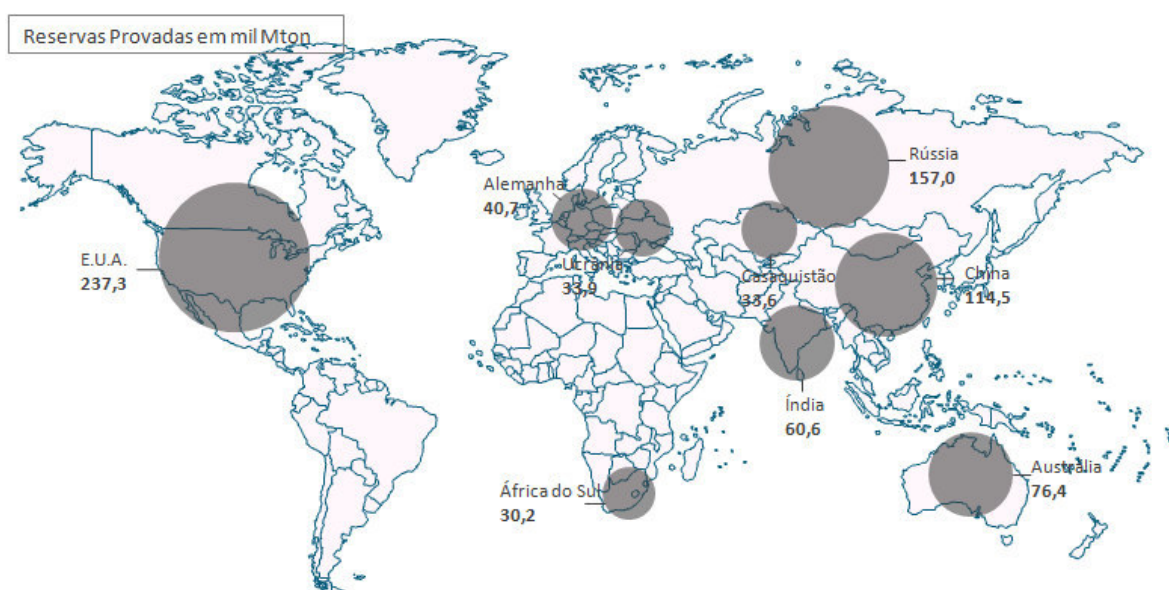


Figura 3.10 - Disposição mundial das principais reservas provadas de carvão em 2011 [BP, 2012].

O mercado do carvão é aberto, funcional e competitivo, havendo ainda reservas consideráveis provadas de carvão, que aos níveis de produção de 2010, ainda chegarão para mais 118 anos. Outro aspeto importante tem a ver com relativa facilidade de transporte e armazenagem, o qual pode ser transportado facilmente por via ferroviária ou marítima, sem necessitar de grandes e dispendiosas infraestruturas, contribuindo para o aumento de segurança associada. Desta forma, conclui-se que a relativamente à dependência da Europa ao carvão, esta não tenderá a sofrer grandes ameaças críticas de disrupção [BP, 2012], [Martins, 2013].

Um maior risco que o carvão pode apresentar para a Europa, relaciona-se com o risco ambiental, associado à extração e combustão do carvão, mas com a extração do carvão a diminuir na Europa, este risco pode ser considerado limitado. Segundo [EC, 2008], em 2008

o carvão era a segunda fonte energética da UE para produção de eletricidade com um peso de 28%, seguida da nuclear com 30%, sendo que nalguns países o peso é considerável como na Polónia e Estónia (91%), e República Checa e Grécia (59%).

De forma a Europa atingir metas climáticas mais ambiciosas, a Comissão Europeia tem feito estudos no desenvolvimento de tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage - CCS*), focados principalmente nas centrais elétricas a carvão. O CCS é definido como um processo de três etapas, onde o CO₂ é capturado na origem, comprimido e transportado, e depois é injetado e depositado em campos de gás ou petrolíferos esgotados e aquíferos salinos. Este processo permite capturar até 85% de CO₂ emitido na fonte, levando a uma diminuição da eficiência das centrais térmicas na ordem dos 8 a 12% [IEA, 2008].

3.4.4. Energias Renováveis

Tem havido um aumento considerável da contribuição das energias renováveis no consumo de energia na UE, tendo crescido de 2000 a 2010 aproximadamente 3,9% ao ano, muito graças ao aumento da produção de energia elétrica através de energia eólica, fotovoltaica e biomassa. No entanto é através da energia hidroelétrica que tem vindo o maior contributo, com 63% de produção de eletricidade renovável na Europa. Quanto à energia eólica esta tem vindo a registar um aumento considerável, tendo passado de 8 000 GWh em 1997 para 70 000 GWh em 2005. A energia solar fotovoltaica registou uma taxa de crescimento anual de 70%, tendo tido uma importante contribuição por parte da Alemanha, no entanto esta fonte renovável ainda representava em 2010 apenas cerca de 4% de produção de energia elétrica renovável. Quanto à biomassa, também tem vindo a contribuir para a produção de eletricidade, tendo alcançado uma taxa de crescimento de 23% em 2005 [EC, 2008a].

Quanto ao consumo final de energia, a contribuição das renováveis tem vindo a ser mais utilizada para o aquecimento, onde a biomassa (especialmente lenha), tem tido o maior contributo. Relativamente aos maiores produtores de calor através da energia geotérmica na Europa, destacam-se a Itália, Hungria, Suécia Alemanha e França, enquanto a energia solar térmica tem-se vindo a alastrar na Áustria, Chipre, Alemanha e Grécia [EC, 2007].

A produção de energia endógena a partir de energias renováveis, permite contribuir para a redução do risco da dependência de importação de energias fósseis, principalmente de

regiões instáveis, e também devido à localização descentralizada da produção endógena, permite reduzir os riscos de cortes relativos ao transporte. Outra vantagem das energias renováveis, deve-se ao seu potencial ilimitado, principalmente nos países do sul da Europa, tais como a Grécia, Itália, Espanha e Portugal, em que no caso da biomassa e da hídrica, permitem armazenamento, podendo ser utilizadas para o equilíbrio do sistema de produção, contribuindo para a segurança de abastecimento [IEA, 2007a].

O elevado nível de dependência de petróleo e gás natural, associado à volatilidade dos seus preços, as preocupações levantadas com a segurança das centrais nucleares e os compromissos relativos ao Protocolo de Quioto, têm vindo a mostrar a frágil situação energética europeia. Por forma a mitigar estas dificuldades, os Estados-Membros da UE têm vindo cada vez mais a apostar nas energias renováveis. Dessa forma, em janeiro de 2007 surge o Pacote Energia-Clima que apresenta um conjunto de medidas a ser implementadas, conhecida por Metas 20-20-20 [Frade, 2013].

Em junho de 2009, foi publicada a Diretiva 2009/28/CE, que visou aplicar um quadro comum relativo à produção e promoção de energia proveniente de fontes renováveis, tendo como principais objetivos os seguintes, referenciados na Figura 3.11 [UE, 2009]:

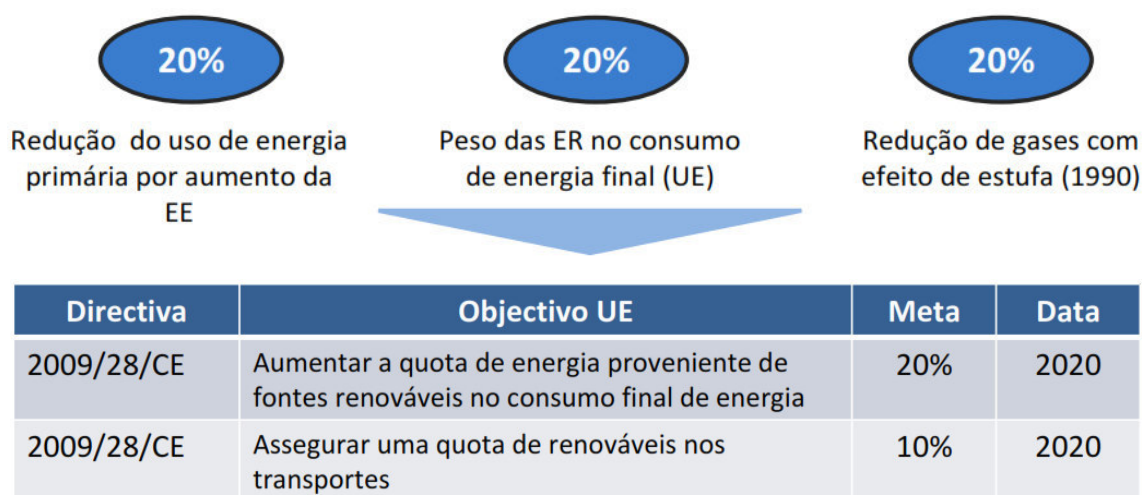


Figura 3.11 - Metas da UE para o horizonte de 2020 [Silva, 2010].

A preocupação com a proteção ambiental associada à necessidade de consolidar a segurança do abastecimento energético, tem vindo a dar destaque às energias renováveis, por estas poderem ser produzidas domesticamente. Desta forma, cada Estado-membro tem vindo a criar as suas próprias metas respeitantes à quota das energias renováveis, por forma a

aumentar a sua segurança energética e combater as alterações climáticas. Para relevar as metas propostas pelo governo português para 2020 apresenta-se a síntese seguinte, ver Figura 3.12.

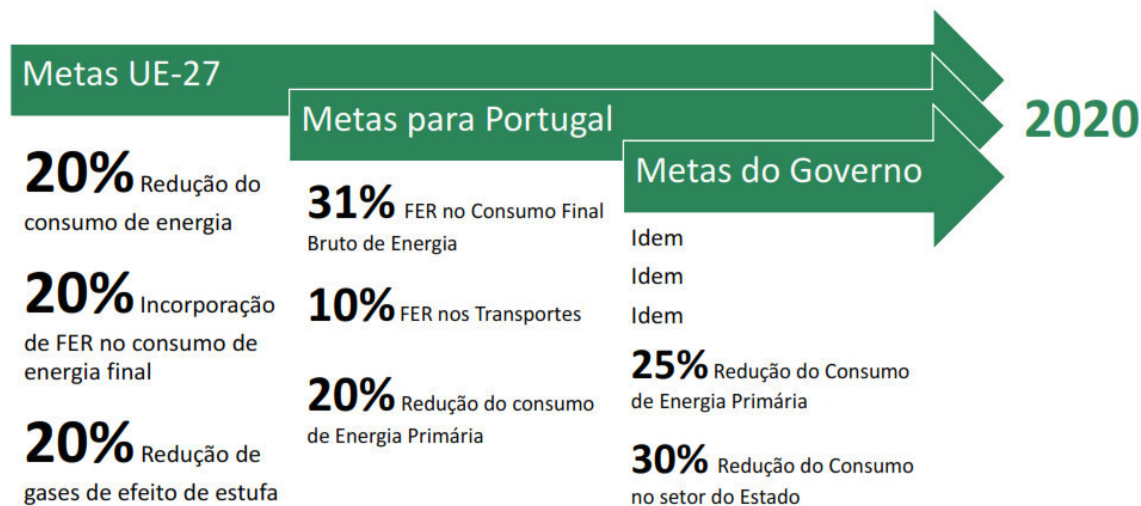


Figura 3.12 - Metas da UE e de Portugal para o horizonte de 2020 [Bernardo, 2013].

Mais recentemente a 24 de outubro de 2014, os chefes de Estado e de Governo reunidos no Conselho Europeu aprovaram o pacote energético e climático até 2030, que estabelece várias metas, entre elas [EC, 2014]:

- Meta vinculativa de redução de pelo menos 40% das emissões de GEE em relação aos níveis de 1990;
- Meta vinculativa de pelo menos 27% para o uso de energias renováveis;
- Meta indicativa (não vinculativa), de redução do consumo de energia de pelo menos 27%, através do aumento da eficiência energética.

Foi também definido um patamar mínimo de interligações na rede elétrica dos países da UE de 10% até 2020, com destaque para os países que ainda não alcançaram essa meta, onde se encontra Portugal e Espanha. Para 2030 esse objetivo cresce para 15%. Esta meta torna-se muito importante para Portugal, podendo vir a apostar mais no setor das energias renováveis, por forma a produzir eletricidade renovável para exportação, tornando este setor cada vez mais relevante para a economia nacional.

No entanto, estes objetivos parecem ter ficado aquém dos esperados pelas organizações não-governamentais de ambiente, as quais defendem que por forma a enfrentar a dependência energética e as alterações climáticas seria necessário adotar três metas ambiciosas e vinculativas até 2030: 45% de energias renováveis, 40% de eficiência energética e pelo

menos 55% de redução de emissões de GEE. Quanto ao setor dos transportes, este pacote para 2030 não é suficiente por forma a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e a sua redução das emissões de GEE, que atualmente são a maior fonte de emissões de CO₂ e responsáveis por quase metade dos 400 mil milhões de euros da importação anual de energia para a Europa [Quercus, 2014].

Desta forma, é unanimemente aceite que o uso das energias renováveis terá significativos efeitos benéficos por forma a garantir a segurança do abastecimento energético, pelo seu papel contributivo para a diminuição da dependência das importações de combustíveis fósseis, principalmente o petróleo e gás natural. Assim sendo, todas as iniciativas que apoiem as energias renováveis são vistas com todo o futuro e devem de ser constantemente melhoradas e reforçadas.

Capítulo 4 : A Estratégia da União Europeia para a Energia

4.1. Introdução

A criação de uma “União Europeia” teve origem a partir de uma cooperação comum que incluía a área da energia, no início com os tratados Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA) em 1951, sendo o carvão uma das principais fontes energéticas da altura, e mais tarde, em 1957, com a Comunidade Europeia da Energia Atómica (Euratom).

O objetivo dessas organizações era procurar responder às três questões complementares de uma política energética: a energia a preços acessíveis, desenvolvimento sustentável do setor energético (quer na produção como na distribuição e consumo) e segurança de fornecimento de energia [Andoura *et al.*, 2010].

Embora as preocupações energéticas da altura não sejam as mesmas com que a Europa hoje se defronta, só neste novo século é que o interesse da criação de uma política energética comum se tornou central na agenda política da UE.

4.2. Evolução da Política Energética Europeia

Foi em novembro de 2000 quando a Comissão Europeia abordou a necessidade para a União Europeia de um abastecimento energético seguro que a levou a publicar o Livro Verde “Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético” [CE, 2000]. Desde essa data, os principais documentos chave que passaram a marcar a nova etapa na política energética da EU são:

- Em 8 de março de 2006 surgiu o Livro Verde da Comissão, "Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura", estabelecendo os três objetivos centrais nos quais a política energética da UE deve assentar: **Sustentabilidade, Competitividade e Segurança de Abastecimento**. Para esse objetivo, a UE deve atuar em seis domínios prioritários [CE, 2006b]:
 - Criar mercado interno de energia;

- Promover a segurança do abastecimento;
 - *Mix* energético diversificado, sustentável e eficiente;
 - Prevenir as alterações climáticas;
 - Investigação e Desenvolvimento;
 - Política externa coerente em matéria energética.
- Em 10 de janeiro de 2007 surgiu a Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu de “Uma Política Energética para a Europa”, tendo como ponto de partida uma política energética europeia assente em três áreas [CE, 2007b]:
 - Combater as alterações climáticas;
 - Limitar a vulnerabilidade externa da UE face às importações de hidrocarbonetos;
 - Promover o crescimento e o emprego fornecendo aos consumidores energia segura e a preços acessíveis.
- Em 8 e 9 de março de 2007 foi aprovado pelo Conselho Europeu, sob a presidência Alemã o “Plano de Ação”, tendo sido elaborado com base nos dois documentos anteriores, onde eram previstas ações prioritárias para 2007-2009, podendo algumas das quais contribuir para mais de um dos três objetivos da Política Energética para a Europa, repartindo-se pelas cinco seguintes áreas [CEB, 2007]:
 - Mercado interno de gás e de eletricidade;
 - Segurança no aprovisionamento;
 - Política energética internacional;
 - Eficiência energética e energias renováveis;
 - Tecnologias energéticas, (incluindo a nuclear).
- Em 13 de dezembro de 2007, os Estados-Membros assinaram o Tratado de Lisboa, que veio alterar o Tratado da União Europeia (TUE) e o Tratado que institui a Comunidade Europeia (sendo agora Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia - TFUE), e prevendo no seu Artigo n.º 194, os objetivos centrais para uma política energética, devendo os Estados-Membros agir num espírito de solidariedade por forma a [UE, 2008]:
 - Assegurar o funcionamento do mercado da energia;
 - Assegurar a segurança do aprovisionamento energético da União;

- Promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis;
- Promover a interconexão das redes de energia.
- Em 10 de novembro de 2010, foi realizada uma Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, Conselho, Comité Económico-social e Comité das Regiões, onde se apresentou uma nova estratégia – “Energia 2020”, para a energia competitiva, sustentável e segura, tendo definido cinco prioridades em termos de energia para os próximos dez anos [CE, 2010]:
 - Poupança de energia (Transportes, Edifícios e Indústria);
 - Mercado integrado pan-europeu de energia com infraestruturas;
 - Data limite para o mercado interno de energia para 2015;
 - Investimento de 1 bilião de euros na infraestrutura energética europeia;
 - Licenças de construção simplificadas e prazos mais curtos.
 - Política concertada no relacionamento com os fornecedores;
 - Coordenação da política energética face aos fornecedores;
 - Alargamento do Tratado da Comunidade de Energia para países não membros do mercado energético da UE;
 - Maior cooperação com África.
 - Liderança europeia em tecnologia e inovação energéticas (4 projetos);
 - Novas tecnologias para redes inteligentes;
 - Armazenamento de eletricidade;
 - Biocombustíveis de segunda geração (p.e. resíduos agrícolas, silvicultura, que não fazem concorrência com a produção de alimentos);
 - Parceria “cidades inteligentes” promovendo a eficiência energética.
 - Energia segura, sem riscos e a bom preço;
 - Novas medidas que promovam a comparação de preços, mudança de fornecedor e faturação simplificada.
- Em 4 de fevereiro de 2011, foram dadas as Conclusões do Conselho Europeu na vertente da Estratégia Europa 2020, tendo-se debruçado sobre os setores da energia e inovação, considerados fundamentais para o crescimento e prosperidade da Europa

no futuro. Foram acordadas várias ações prioritárias, com o objetivo da criação de emprego, e promoção da competitividade europeia [CEB, 2011].

- A 6 de junho de 2012, foi realizada uma Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, Conselho, Comité Económico-social e Comité das Regiões, onde se apresentou uma nova estratégia – “Energias renováveis: um agente decisivo no mercado europeu de energia”. É definida neste documento a prioridade relativamente à utilização de energias renováveis, como figura principal da Estratégia Europa 2020, para um “crescimento inteligente, sustentável e inclusivo”. A Comunicação mostra a forma como as fontes renováveis estão a ser integradas no mercado único, transmite orientações sobre o quadro vigente até 2020, mostra opções políticas para além dessa data, por forma a garantir o crescimento das FER até 2030 e mais além [CE, 2012].

Resumindo sucintamente, a política energética europeia deve basear-se nos princípios da Competitividade, Sustentabilidade e Segurança de Aprovisionamento, tendo como objetivo a criação de um “Triângulo Mágico” da energia europeia, sendo um sistema totalmente equilibrado, integrado e mutualmente reforçado, como se pode ver em detalhe no Anexo 2 [Kepler, 2007].

4.2.1. Infraestruturas Energéticas – Prioridades na UE para o Horizonte 2020

Algumas das prioridades da UE, a nível de infraestruturas, e destacam-se as seguintes conforme a Figura 4.1 [Rodrigues, *et al.* 2011]:



Figura 4.1 - Interligações e Corredores Energéticos Prioritárias no Espaço Europeu [EI, 2011].

- Dois pólos de concentração da utilização de energias renováveis e intermitentes para a produção de eletricidade e a sua ligação à rede elétrica no centro europeu;
 - A rede de energia eólica *offshore* no Mar do Norte;
 - A mega produção de eletricidade solar e eólica no Sudoeste Europeu e no Norte de África e as suas interconexões com a rede europeia – trata-se da construção em Espanha, Portugal, França e Itália a que se virão acrescentar as que se prevê instalar no Norte de África (ex-projeto DESERTEC).
- As interconexões aos Novos Pólos de Geração de Eletricidade da Rede Elétrica da Europa do Centro/Leste e Sudeste;
- A conclusão do plano de interconexões de eletricidade no quadro do Mercado Báltico de Energia, que inclui a Alemanha, Dinamarca, Estónia, Letónia, Lituânia, Polónia, Suécia e Finlândia, representando o mais ousado projeto de integração macrorregional na Europa;
- O corredor Sul de abastecimento de gás natural da bacia energética do Cáspio (Cáucaso e Ásia Central) e, casualmente também da bacia do Golfo Pérsico.

- A conclusão do plano de interconexões de gás natural no quadro do Mercado Báltico de Energia;
- A implementação de interconexões Norte-Sul em gás natural.

4.2.2. Plano Tecnológico para a Energia da UE

Em 2010 foi apresentado o *European Strategic Energy Technology Plan* (SET-Plan), que está organizado em torno de oito eixos, e tem o objetivo de reforçar a I&D de tecnologias energéticas, que possam contribuir para a descarbonização da economia europeia. Estas iniciativas estão orientadas a setores para os quais a colaboração ao nível da UE possa acrescentar valor e para tecnologias em que barreiras, escala de investimento e risco podem ser melhor respondidas coletivamente [Rodrigues, *et al.* 2011].

- Iniciativa em Energia Solar
 - O objetivo desta iniciativa, que se focaliza nas tecnologias fotovoltaicas (PV) e de Concentração Solar para Produção de Eletricidade (CSP).
- Iniciativa em Energia Eólica
 - O objetivo desta Iniciativa é tornar a energia eólica mais competitiva na produção de eletricidade, generalizar a exploração de energia eólica *offshore* e em águas profundas e facilitar a integração da energia eólica na rede.
- Iniciativa da Energia Nuclear Sustentável
 - Tem como objetivo demonstrar a sustentabilidade de longo prazo da energia nuclear, focalizando-se na conceção e construção de reatores de demonstração de tecnologias nucleares de IV Geração, baseadas em neutrões rápidos e em ciclos fechados de combustível nuclear.
- Iniciativa Industrial em Captação, Transporte e Armazenamento de CO₂
 - Tem como objetivo desenvolver e demonstrar as soluções mais promissoras das tecnologias CCS⁽⁵⁾ que apresentem elevado potencial para reduzir o impacto da continuação da queima de combustíveis fósseis no clima e no ambiente do planeta. Estas tecnologias podem contribuir para reduzir em 20% as emissões de CO₂ lançadas para a atmosfera até 2050.
- Iniciativa Industrial em Redes Elétricas

⁽⁵⁾ Carbon Capture and Storage.

- Tem como objetivo desenvolver, demonstrar e validar à escala real as tecnologias, processos e integração de sistemas que permitam realizar a transmissão e distribuição de até 35% da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis, dispersas ou concentradas, até 2020, tornando a geração de eletricidade completamente descarbonizada em 2050;
- Integrar ainda mais as redes nacionais numa rede verdadeiramente europeia, comandada a partir das necessidades do mercado;
- Otimizar os investimentos e os custos operacionais envolvidos no *upgrading* das redes de eletricidade europeias;
- Garantir uma elevada qualidade da oferta de eletricidade e antecipar novos desenvolvimentos que podem vir a ocorrer, como seja a eletrificação geral do transporte. O custo estimado desta Iniciativa situa-se nos 2 biliões de euros, valor que não inclui os custos dos ativos utilizados na demonstração das novas soluções.
- Iniciativa Tecnológica Industrial Conjunta em Células de Combustível e Hidrogénio
 - O objetivo desta Iniciativa é acelerar o desenvolvimento das tecnologias que permitam a oferta comercial de hidrogénio e de células de combustível para permitir à indústria tomar as decisões de comercialização na escala necessária à difusão de massa no horizonte 2015-2020.
- Iniciativa Industrial em Bioenergia
 - Tem como objetivo ultrapassar barreiras tecnológicas económicas que travam o desenvolvimento de tecnologias energéticas assentes na biomassa, procurando obter reduções de 60% nas emissões de GEE para biocombustíveis e bio-líquidos, de acordo com os critérios de sustentabilidade contidos na Diretiva sobre energias renováveis.
- Iniciativa das Cidades Inteligentes
 - O objetivo desta Iniciativa é aumentar a eficiência energética e ampliar a utilização de energias renováveis nas grandes cidades, de forma a alcançar metas superiores às definidas pela Política de Energia e Clima da UE.

4.2.3. O Papel de Portugal na Europa

Da análise sobre a evolução da Estratégia Energética Europeia, poderão ser retiradas duas conclusões relativamente a Portugal no futuro [Rodrigues, *et al.* 2011]:

- Os projetos prioritários de infraestruturas energéticas permitem atribuir à Península Ibérica duas principais funções ao abastecimento energético da Europa:
 - Servir como “porta de entrada” de gás natural vindo do Atlântico e do Norte de África, com ligação à rede de gasodutos europeia;
 - Servir como fornecedor de eletricidade solar em larga escala, se possível em ligação com idêntica função no Norte de África;
- Em termos tecnológicos, os objetivos definidos pela UE por forma a descarbonizar a economia para 2050, através de avanços tecnológicos, estas prioridades poderão exigir a Portugal potencial de inovação universitário e empresarial, por forma a ter alguma participação no desenvolvimento de novas e tecnologias associadas às energias renováveis no sistema elétrico, e a tecnologias que permitam reduzir o impacto do uso do gás natural. Relativamente em termos de I&D na área nuclear, será pouco provável que Portugal venha a desempenhar algum papel.

De seguida serão detalhadas as atuais infraestruturas e recursos energéticos nacionais e a forma como o país é abastecido energeticamente, bem como as suas potencialidades e fragilidades relativas às principais fontes de energia.

Capítulo 5 : Portugal e o Setor Energético

5.1. Caracterização Energética Nacional

As fontes de energia primárias, como recursos naturais, podem ser aproveitadas para produção de energia. Estas fontes podem ser divididas em dois tipos:

- 1) Fontes não renováveis (petróleo, carvão e gás natural);
- 2) Fontes renováveis (energia hidroelétrica, geotérmica, solar, eólica, biomassa, das ondas e nuclear).

Neste capítulo vai ser apresentado um resumo das infraestruturas e recursos energéticos em Portugal, descrever a evolução dos consumos de energia em Portugal, bem como dos produtos energéticos, a origem e evolução das importações energéticas, o balanço energético em Portugal e a sua dependência energética do exterior, as reservas energéticas nacionais, bem como a política nacional dedicada ao setor da energia. Devido à escassez em Portugal e ao seu maior impacto, na situação energética em Portugal, as fontes energéticas não renováveis serão mais pormenorizadas.

5.1.1. Infraestruturas e Recursos Energéticos em Portugal

Neste subcapítulo serão abordadas as principais infraestruturas energéticas nacionais, tais como:

- Instalações petrolíferas;
- Infraestruturas de Gás Natural;
- Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural;
- Transporte de Gás Natural (gasodutos);
- Energias Renováveis.

Instalações Petrolíferas

Relativamente ao petróleo, a nível nacional existem duas refinarias, uma a norte, em Matosinhos e uma no centro/sul, em Sines. Segundo a [DGEG, 2014b], as refinarias portuguesas têm atualmente a capacidade de assegurar cerca de 88% das necessidades de

produtos refinados de petróleo do país, assim como também armazenam uma elevada percentagem das reservas existentes em Portugal. A refinaria de Sines, tem a capacidade de refinar 10,4 Mton/ano e produz gasóleos, gasolinas, fuel, jet, GPL, betumes e enxofre pastilhado. Quanto à refinaria de Matosinhos, esta tem a capacidade de refinação de 5,5 Mton/ano e permite refinar gasolinas, gasóleos, GPL, nafta, fuel, óleos de base e óleos lubrificantes, parafinas, solventes e betumes.

Para fins logísticos, de consumo ou para constituir reservas de segurança, é feito o armazenamento de petróleo bruto e de produtos de petróleo em reservatórios situados em instalações com dimensão e condições de segurança adequadas, representados na Figura 5.1, estrategicamente distribuídas pelo território nacional, Madeira e Açores, em cavernas, e grandes instalações de armazenamento, geralmente localizadas a curta distância dos centros de maior consumo e com bons acessos viários.



Figura 5.1 - Instalações de armazenamento de combustíveis [DGEG, 2014b].

Na figura 5.2 está representada a rede Ibérica de oleodutos, e como as instalações de armazenamento estão ligadas a terminais marítimos ou a refinarias através de oleodutos, sendo reconhecidos como o sistema mais seguro, eficiente e de menor impacto ambiental para transporte de produtos combustíveis líquidos ou gasosos [DGEG, 2014b].



Figura 5.2 - Infraestruturas de Petróleo da Península Ibérica [DGEG, 2014b].

Portugal na atualidade não tem oleodutos transfronteiriços, recebendo as suas importações por dois portos, o Porto de Leixões e o Porto de Sines. O Porto de Leixões, devido às condições climáticas, não está operacional durante um período de 50 a 80 dias por ano. Deste modo, a Petrogal decidiu instalar um ponto de atracagem – monobóia – a cerca de 3km da costa, com ligação à refinaria de Matosinhos via oleoduto (com uma extensão de 3,2 km). Este ponto de atracagem tem uma capacidade de descarga de cerca de 50 kb/hora. Quanto ao terminal petrolífero de Sines, estando operacional todo o ano, permite uma capacidade de descarga de cerca de 64 kb/hora e tem a vantagem de suportar petroleiros de grandes dimensões (Very Large Crude Carriers – VLCC). Este terminal está ligado através de um oleoduto multiproduto com ligação a Aveiras de Cima [Martins, 2013].

Neste momento, Portugal apenas possui um oleoduto (Oleoduto Multiproduto Sines-Aveiras), de 16” de diâmetro, em tubo de aço soldado, com 147,4 km, com origem na refinaria de Sines até ao parque de armazenagem situado em Aveiras de Cima. Este oleoduto permite o transporte de 4 milhões de toneladas/ano de hidrocarbonetos líquidos e liquefeitos, tendo sido o primeiro na Europa a permitir o transporte simultâneo de combustíveis líquidos e de gases de petróleo liquefeitos. De forma a assegurar a segurança da infraestrutura, o

oleoduto é monitorizado através do sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), relativamente ao estado do transporte, de telemetria e de vigilância programada [DGEG, 2014b].

Infraestruturas de Gás Natural

O Gás Natural (GN) entra em Portugal por duas vias, na forma líquida, transportado por navios metaneiros (Gás Natural Liquefeito - GNL), ou na forma gasosa, transportado através de gasodutos. O GN é considerado uma forma de “Energia Primária”, por ser entregue ao consumidor final na sua forma original, considerando-se um combustível versátil, competitivo e limpo, tendo sido desde sempre considerado como fundamental na política energética nacional pelo facto de [DGEG, 2014c]:

- Permitir diversificar as fontes de abastecimento de Portugal;
- Permitir uma melhoria relativamente à eficácia energética no consumo final;
- Permitir ter um menor impacto ambiental, por ter uma reduzida emissão de substâncias poluidoras;
- Considerar-se uma fonte energética com características que permita aumentar a competitividade produtiva nacional.

Portugal caracteriza-se por não possuir jazidas de gás natural, ou seja, não há produção de gás natural em território nacional. O aprovisionamento de gás natural para o mercado português efetua-se através de contratos "*take-or-pay*" de longo prazo em que os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria [ERSE, 2014].

Estes contratos de obrigação de aquisição "*take-or-pay*" são contratos nos quais se define uma quantidade mínima anual a adquirir, com uma margem de flexibilidade para cada ano, de acordo com as quantidades apresentadas na Tabela 5.1. Caso a procura seja inferior aos níveis mínimos acordados, estes contratos permitem transferir quantidades limitadas de um ano para o outro. Embora estes contratos tenham uma duração igual ou superior a 20 anos, há sempre a possibilidade de renegociação e ajustamentos de acordo com o que foi estabelecido nos contratos [GALP Energia, 2014].

Tabela 5.1 - Contratos de aquisição de gás natural e GNL em vigor [GALP Energia, 2014].

Tipo de Transporte	País	Contratos – início	Quantidade (Mm ³ /ano)	Duração (anos)
Gasoduto	Argélia	Gás natural (Sonatrach) - 1997	2.300	23
Barco	Nigéria	GNL (NLNG I) - 2000	420	20
Barco	Nigéria	GNL (NLNG II) - 2003	1.000	20
Barco	Nigéria	GNL (NLNG+) - 2006	2.000	20

Em 2013, 46% das compras nacionais de gás natural foram feitas na Nigéria na forma de gás natural liquefeito (GNL), 31% das compras de gás natural efetuaram-se na Argélia, sob a forma de gás natural, e as restantes 23% foram feitas no mercado *spot* [GALP Energia, 2014].

O Sistema Nacional de Gás Natural representado na Figura 5.3, é constituído pela Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), por Instalações de Armazenamento Subterrâneo, por Terminais de GNL, pela Rede Nacional de Distribuição e por redes privadas de distribuição. Atualmente existe um terminal GNL no Porto de Sines, e um armazenamento subterrâneo na região do Carriço, Pombal [DGEG 2014c].

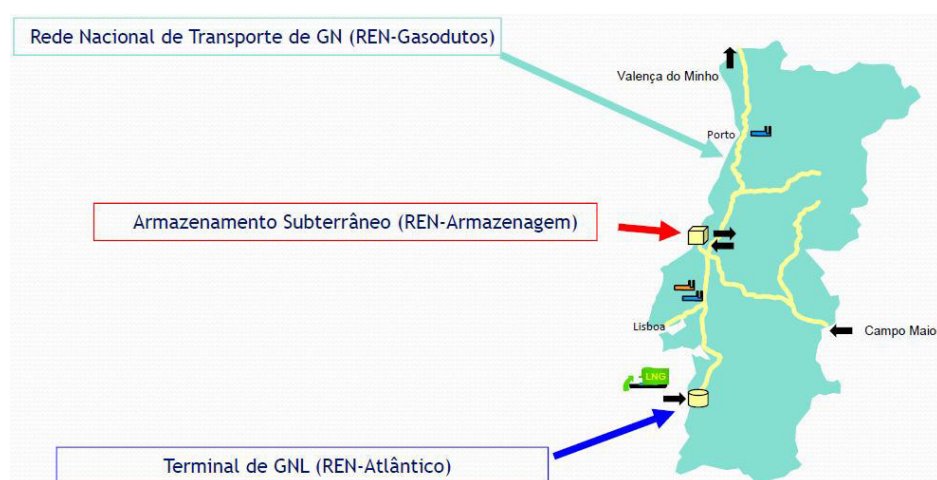


Figura 5.3 - Representação do Sistema Nacional de Gás Natural, [Vasconcelos, 2011].

Terminal de GNL

O Terminal de GNL de Sines, representado na Figura 5.4, situa-se na costa atlântica portuguesa, na zona industrial do porto de Sines, e é composto por [REN, 2014a]:

- Três tanques de armazenamento de GNL com uma capacidade de 390 000 m³;
- Instalações de processamento de GNL compostas por sete vaporizadores destinados à regaseificação do GNL;

- Instalações de despacho de gás natural para o gasoduto que liga o Terminal de GNL de Sines à rede de transporte de gás natural, com uma capacidade nominal de emissão entre 900 000 m³(n)/hora e 1 350 000 m³(n)/hora;
- Parque de enchimento de camiões-cisterna, com capacidade de carregar até 4 500 camiões-cisterna por ano;
- Estação de acostagem para receção, descarga e recarga de navios metaneiros, com uma capacidade de 40 000 a 216 000 m³ GNL com um tempo de descarga de aproximadamente 20 horas.



Figura 5.4 - Terminal de GNL de Sines; [REN, 2014a]

A entidade responsável pela atividade de Receção, Armazenamento e de Regaseificação de GNL é a REN Atlântico, operador do Terminal de GNL. A localização Sines foi escolhida em detrimento de outras localizações, principalmente pela sua inserção num ambiente industrial, tendo um menor impacte ambiental, pelas suas características do porto (de águas profundas, natureza do canal de acesso, ventos dominantes, etc.) e melhores infraestruturas portuárias e de apoio geral [DGEG, 2014c].

As funções principais do Terminal de GNL de Sines são [DGEG, 2014c]:

- Armazenagem;
- Área de processo;
- Estação de medição;
- Parque de enchimento de camiões-cisterna;
- Acostagem dos metaneiros.

Armazenagem

Este terminal permite fazer o armazenamento de GNL a uma temperatura de -162°C e a uma pressão ligeiramente superior à atmosférica.

O armazenamento do GNL é feito em 3 reservatórios cilíndricos do tipo “contenção total” com uma capacidade comercial de $390\,000\text{ m}^3$. Cada reservatório é constituído por um tanque interno em aço inox e por um tanque externo em betão pré-esforçado com tecto metálico de aço ou carbono revestido a betão, como representado na Figura 5.5.

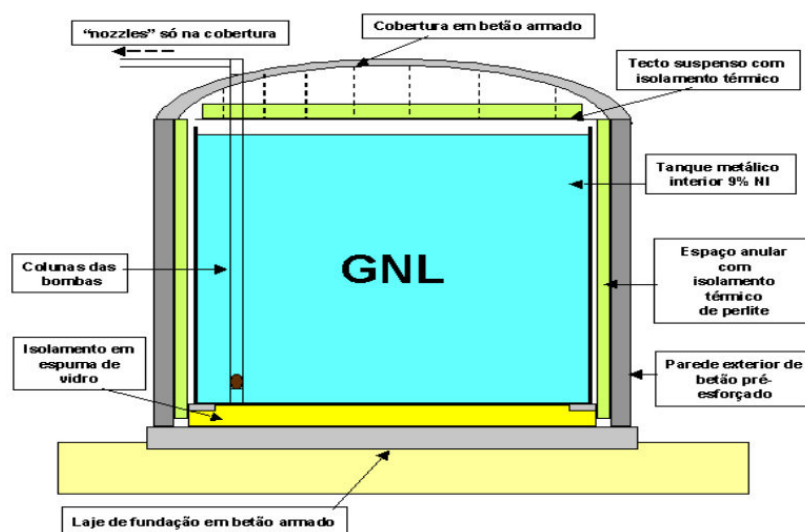


Figura 5.5 - Reservatórios do Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].

Estes reservatórios distanciam-se entre si cerca de 40 metros e ficam a 50 metros da estrada VR 53, distâncias estas que permitam que qualquer libertação de vapor pelas válvulas de segurança inseridas no tecto do reservatório, ou algum incêndio não impeça a circulação na estrada. Atualmente, estes reservatórios são considerados com sendo a última geração na indústria mundial de GNL, onde os padrões de segurança são elevados ao extremo, permitindo que a ocorrência de algum acidente, quer seja por rutura ou sobrenchimento seja quase nula [DGEG, 2014c].

Área de processo (vaporização)

Esta área, operando a uma pressão um pouco superior à atmosférica, é constituída por compressores, bombas, recondensador do gás de “boil-off”, tocha criogénica e por vaporizadores “open rack”, representados na Figura 5.6, e que utilizam a água do mar para

o seu arrefecimento. Nesta área, a temperatura do GNL é elevada dos -162°C (temperatura criogénica), até cerca de 2 a 3°C [DGEG, 2014c].



Figura 5.6 - Vaporizadores do Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].

Estação de medição

O GN, antes do seu encaminhamento para o gasoduto de alta pressão, passa por uma estação de medição, mostrada na Figura 5.7. O ajuste do caudal de emissão é controlado pelo Sistema de Controlo do Processo por operadores, que estabelecem que a temperatura do GN a emitir deve rondar os $2,5^{\circ}\text{C}$ a uma pressão de 77 barg [DGEG, 2014c].



Figura 5.7 - Sala de Controlo do Edifício Técnico e Administrativo do Terminal de GNL de Sines; [DGEG, 2014c].

Parque de enchimento de camiões-cisterna

Esta área é constituída por um parque que permite o estacionamento de camiões-cisterna. Nesta área visível na Figura 5.8, trabalha-se a uma temperatura de $-157,5^{\circ}\text{C}$ e a uma pressão de bombagem de 11 barg, onde cada operação de enchimento dos camiões-cisterna (35 m^3 de GNL) demora cerca de uma hora [DGEG, 2014c].

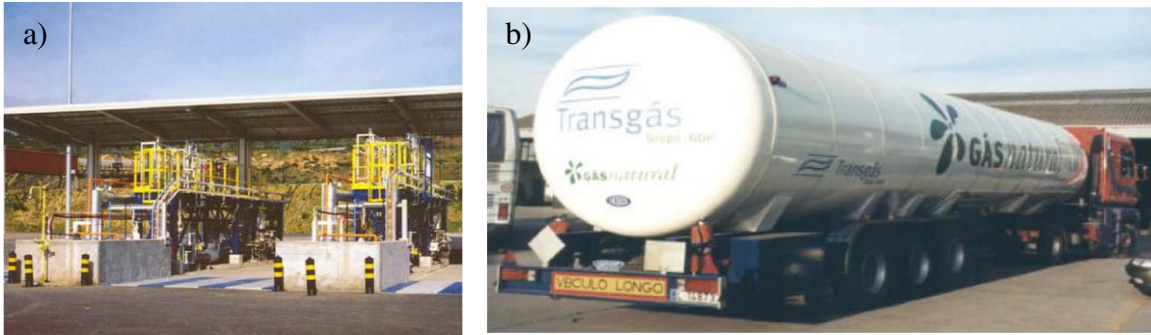


Figura 5.8 - a) Área de enchimento de camiões-cisterna; b) Camião cisterna para o transporte; [DGEG, 2014c].

Acostagem dos metaneiros

A acostagem teve a sua estreia com o metaneiro “*Port Harcourt*”, operado pela Nigéria LNG em 23 de outubro de 2003, representado na Figura 5.9, tendo iniciado a sua atividade comercial em janeiro de 2004.



Figura 5.9 - Acostagem de navio metaneiro no Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].

O Terminal mostrado na Figura 5.10, tem a capacidade de receber navios “metaneiros”, com capacidades de 40 000 a 216 000 m³ GNL com um tempo de descarga de aproximadamente 20 horas.

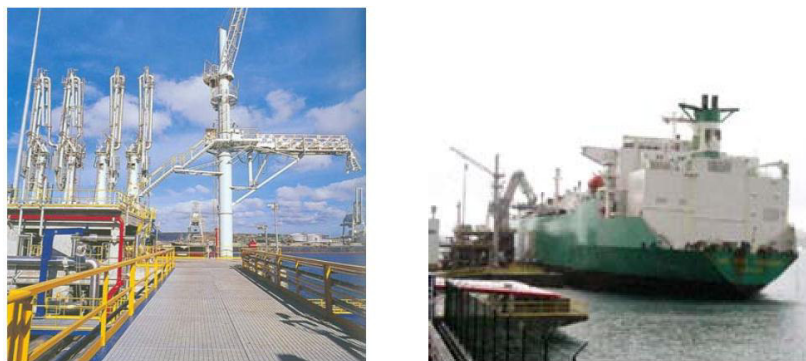


Figura 5.10 - Área de acostagem de metaneiros do Terminal de GNL de Sines [DGEG, 2014c].

Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

A ação de armazenamento subterrâneo é composta por quatro etapas, a receção, a compressão, o armazenamento no subsolo e a despressurização e secagem do gás para ser entregue à rede de transporte. Relativamente ao armazenamento subterrâneo, a infraestrutura localizada no Carriço é composta por cinco cavidades formadas em cavernas de sal-gema, com uma capacidade de armazenamento de cerca de 238,6 Mm³ de gás natural, e por uma estação de superfície comum a todo o complexo, com uma capacidade de movimentação de cerca de 110 000 m³(n)/h na injeção e de cerca de 300 000 m³(n)/h na extração, valores nominais, havendo atualmente a intenção de aumentar da capacidade de armazenamento, através da construção de novas cavidades [REN, 2014].

A escolha do Carriço, assinalado na Figura 5.11, foi feita essencialmente pela sua proximidade do ponto central do gasoduto e do mar, para a captação de água necessária para construir as cavidades e deposição da salmoura produzida; por baixo impacto ambiental e principalmente devido às características geológicas, graças à presença de um maciço salino (diapiro) entre os 500 e 1500 metros de profundidade, sendo as condições ideais para o armazenamento [Nunes, 2010].

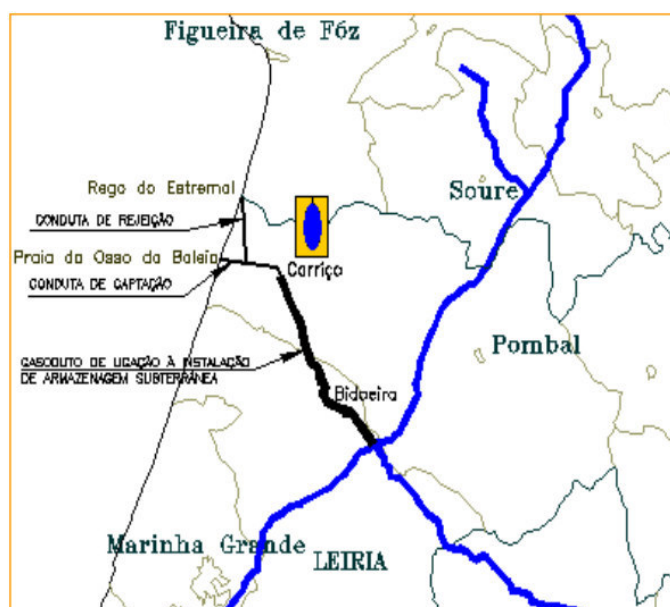


Figura 5.11 - Mapa da zona de armazenamento subterrâneo na região do Carriço [DGEG, 2014c].

Na instalação do Carriço, o gás é armazenado a pressões elevadas (60 – 180 bar), em cavidades salinas, a grandes profundidades (1000 – 1500 m), como está ilustrado na Figura 5.12. A estanquicidade de armazenagem é garantida pelas características físico-químicas do

sal-gema, por ser impermeável ao gás, impedindo que migre para a superfície [DGEG, 2014c].

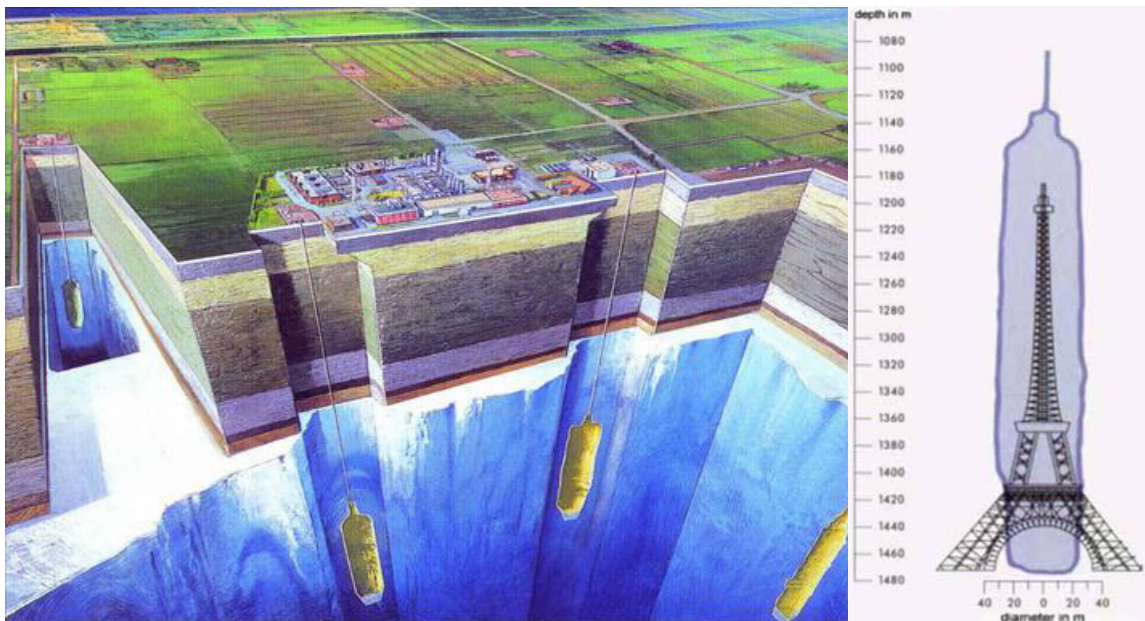


Figura 5.12 - Armazenamento subterrâneo de gás natural [DGEG, 2014c].

É aconselhável a construção destas cavidades em profundidade devido aos elevados níveis de segurança associados, por se poderem utilizar elevadas pressões e permitir consequentemente o aumento o volume de gás armazenado, resultado da sua compressibilidade [Nunes, 2010].

“A armazenagem subterrânea é então uma atividade 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.” [DGEG, 2014c].

As cavidades criadas no sal-gema, com forma cilíndrica, encontram-se a uma profundidade de 1030 metros (topo da cavidade), têm um diâmetro de 60-70 m, uma altura entre 170 a 300 m e volumes médios de cerca de 500.000 m³. Existe também uma distância mínima de 300 metros entre os eixos das cavidades vizinhas por forma a permitir a estabilidade global do maciço salino.

Existe também uma estação de gás à superfície do complexo industrial, representada na Figura 5.13, onde é feita a ligação de todas as cavidades por gasodutos, todo o controlo dos

caudais movimentados, de forma a permitir a injeção do gás nas cavidades até 110.000 m³/h e a sua extração e reenvio até 300.000 m³/h para o gasoduto de transporte.

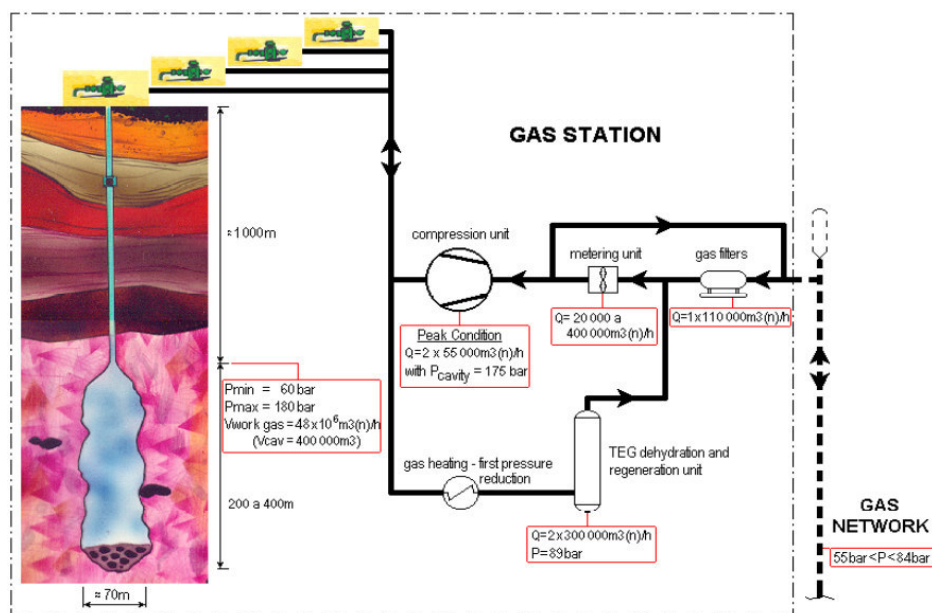


Figura 5.13 - Processo genérico de uma estação de armazenamento subterrâneo de gás [DGEG, 2014c].

A Figura 5.14 mostra respetivamente, a área destinada à compressão do gás para posterior injeção nas cavidades, e a área destinada à secagem da água existente no gás após a sua extração das cavidades.

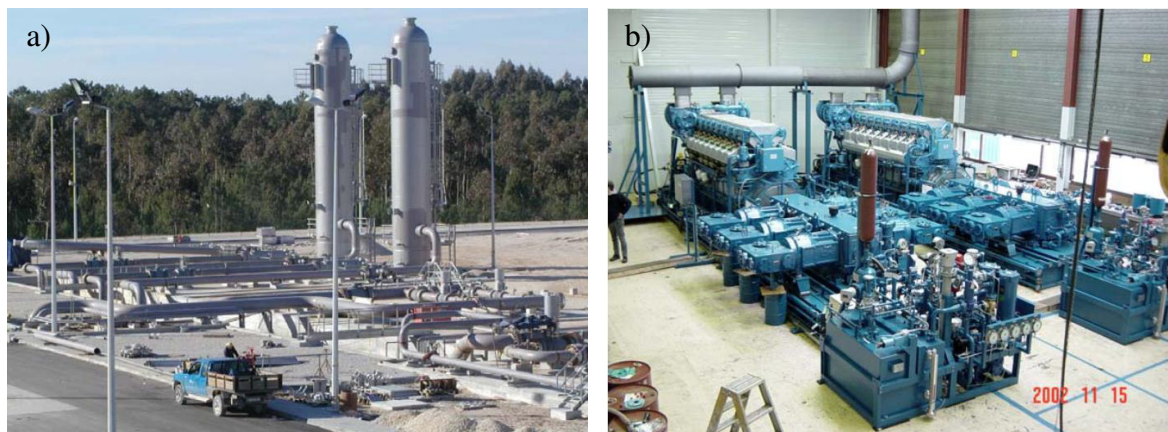


Figura 5.14 - a) Área de compressão do gás; b) Área de secagem do gás [DGEG, 2014c].

Transporte de Gás Natural

O gás natural entra em Portugal por duas vias:

- Através de um gasoduto que interliga a rede Espanhola/Europeia, através do qual recebe gás natural sob a forma gasosa, em alta pressão.

- Através das instalações existentes no terminal do porto de Sines, que recebe gás natural liquefeito (GNL) através de navios “metaneiros” vindos da Nigéria.

Os gasodutos internacionais ligam os campos de gás provenientes das jazidas de *Hassi R'Mel* na Argélia (Sonatrach)⁽⁶⁾ pelo gasoduto Europa – Magrebe, entrando em Espanha pelo gasoduto Al-Andaluz, seguindo-se para Portugal pelo gasoduto Extremadura, derivando para o gasoduto nacional em Campo Maior – Alentejo. O Gasoduto Europa – Magrebe entrou em funcionamento em novembro de 1996, com uma capacidade inicial de 8,5 mil milhões de m³ por ano, tendo atualmente a capacidade de 12 mil milhões de m³, tem um comprimento total de 1.105 km, com 530 km na Argélia, 525 km em Marrocos e 45 km de gasodutos submersos sob o Estreito de Gibraltar, Figura 5.15 [GALP Energia, 2014a].



Figura 5.15 - Gasodutos Internacionais que permitem a chegada de Gás Natural a Portugal [GALP Energia, 2014a].

O Gasoduto português de alta pressão é totalmente construído em tubo de aço soldado, Figura 5.16, inserindo-se nas Redes Transeuropeias de Energia, através da rede espanhola.

⁽⁶⁾ *Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a.*



Figura 5.16 - Construção de gasoduto com colocação de tubagem em vala [Vasconcelos, 2011].

O gasoduto chega à Península Ibérica através do estreito de Gibraltar, Figura 5.17, entrando na região de Tarifa. Em Espanha o gasoduto segue até Córdoba, e daí segue em quatro direções diferentes, das quais uma passa perto de Badajoz e entra em Portugal na região de Campo Maior [DGEG, 2014d].

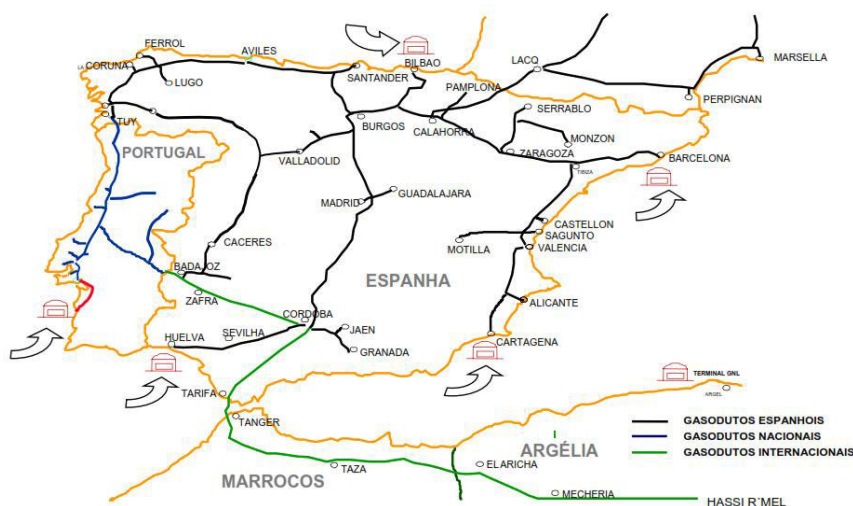


Figura 5.17 - Rede Ibérica de Gasodutos [DGEG, 2014d].

Em Portugal a RNTGN conta com cerca de 1375 km, dispostos geograficamente através de dois eixos, Figura 5.18 [REN, 2014b]:

- Eixo Sul-Norte, desde o terminal de Sines até Valença do Minho, proporcionando o abastecimento de gás natural à zona litoral de Portugal, onde existe maior densidade populacional, tendo este eixo também uma derivação para Mangualde, (perto de Viseu);
- Eixo Este-Oeste, desde a ligação de Espanha/Portugal em Campo Maior, até Bidoeira, (próximo de Leiria), tendo este eixo uma derivação para a Guarda.

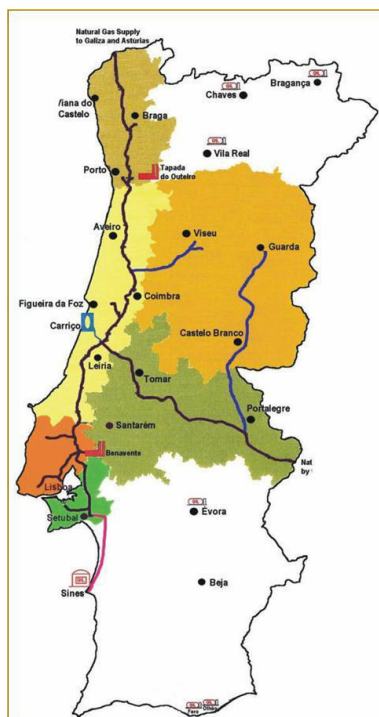


Figura 5.18 - Rede nacional de Gasodutos [DGE, 2014d].

Foi concluído em 2013 o fecho do anel Mangualde-Celorico-Guarda, representado na Figura 5.19, permitindo reforçar a oferta na zona interior centro e norte do país, existindo atualmente duas interligações entre a RNTGN com a rede de Espanha, em Campo Maior – Badajoz e Valença do Minho – Tuy [REN, 2014b]. Está também já em fase de aprovação uma terceira ligação ao país vizinho [Vasconcelos, 2011].



Figura 5.19 - Rede nacional de Gasodutos com a terceira ligação a Espanha (em aprovação) [Vasconcelos, 2011].

Energias Renováveis

De seguida irão ser abordadas as energias renováveis, com destaque para as principais fontes endógenas e tecnologias energéticas nacionais, respetivamente: energia eólica; energia solar; energia geotérmica; energia hídrica; biomassa; biocombustíveis; energia das ondas; hidrogénio; energia elétrica e energia nuclear.

- Energia Eólica

Relativamente à energia eólica, em 2013, Portugal era o 7º país com maior capacidade geradora instalada a nível europeu, ver Figura 5.20 [E2P, 2013]:

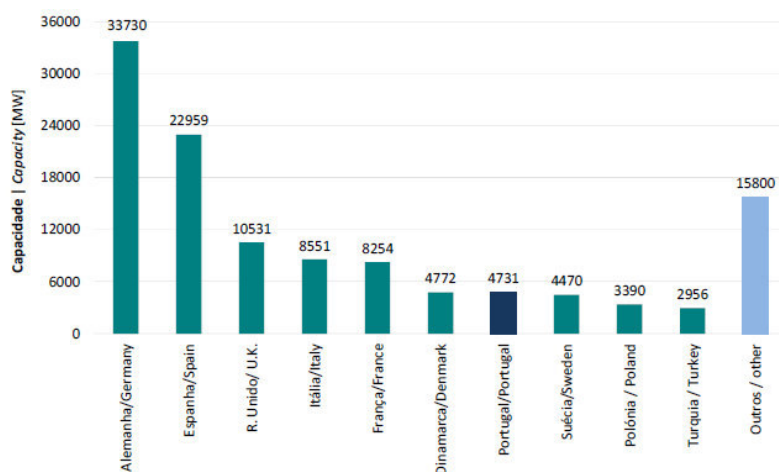


Figura 5.20 - Capacidade geradora de base eólica a nível europeu [E2P, 2013].

A energia eólica, para a produção de energia elétrica, tem um papel importante, contribuindo para a diversificação produtora nacional, e deste modo, para a diminuição da nossa dependência energética exterior através da importação de combustíveis fósseis (carvão, gás natural e petróleo). Devido à situação geográfica e geomorfológica nacional, o aproveitamento do vento que permite a produção de energia, verifica-se principalmente nas montanhas, ilustrado na Figura 5.21, com ênfase a norte do rio Tejo e a sul perto da Costa Vicentina e em Sagres [DGE, 2014e].

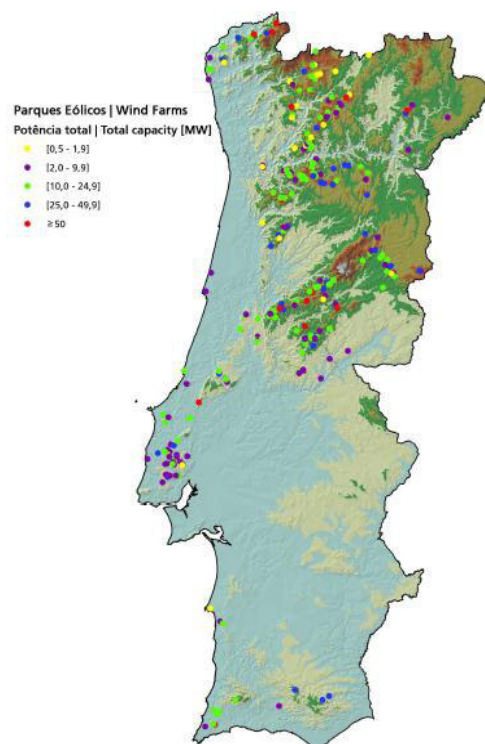


Figura 5.21 - Localização dos parques eólicos em Portugal Continental – dezembro 2013; [E2P, 2013].

Em dezembro de 2013, Portugal possuía 2537 aerogeradores, com uma potência instalada, em funcionamento, de 4863,8 MW distribuídos do seguinte modo, Tabela 5.2 [E2P, 2013]:

Tabela 5.2 - Capacidade geradora e número de aerogeradores em Portugal – dezembro 2013 [E2P, 2013].

PARQUES EÓLICOS EM PORTUGAL <i>WIND FARMS IN PORTUGAL</i>	Ligados à rede <i>Grid connected</i>		Em construção <i>Under construction</i>		TOTAL <i>Total</i>	
	MW	Máq. <i>WEcs</i>	MW	Máq. <i>WEcs</i>	MW	Máq. <i>WEcs</i>
CONTINENTE <i>MAINLAND</i>	4 649,9	2 361	133,3	63	4 783,2	2 424
MADEIRA <i>MADEIRA</i>	46,2	60	0,0	0	46,2	60
AÇORES <i>AZORES</i>	32,4	52	0,0	0	32,4	52
OFFSHORE	2,0 ^a	1	0,0	0	2,0	1
TOTAL <i>TOTAL</i>	4 730,5	2 474	133,3	63	4 863,8	2 537

Nos últimos anos tem-se verificado um crescimento substancial do número de aerogeradores implantados no país, Figura 5.22, representando atualmente cerca de 42,1% do total de potência instalada renovável em Portugal ⁽⁷⁾ [E2P, 2014].

⁽⁷⁾ Ondas e Marés - 0,7MW (0%), Grande Hídrica – 5299,3MW (47,2%), Geotermia – 23MW (0,2%), Fotovoltaico – 140,6MW (1,3%), Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) – 87,6MW (0,8%), Pequenas Centrais Hídricas (PCH) – 450MW (4%), Eólica – 4726,19MW (42,1%), Biomassa – 453,2MW (4%), Biogás – 52,96MW (0,5%).

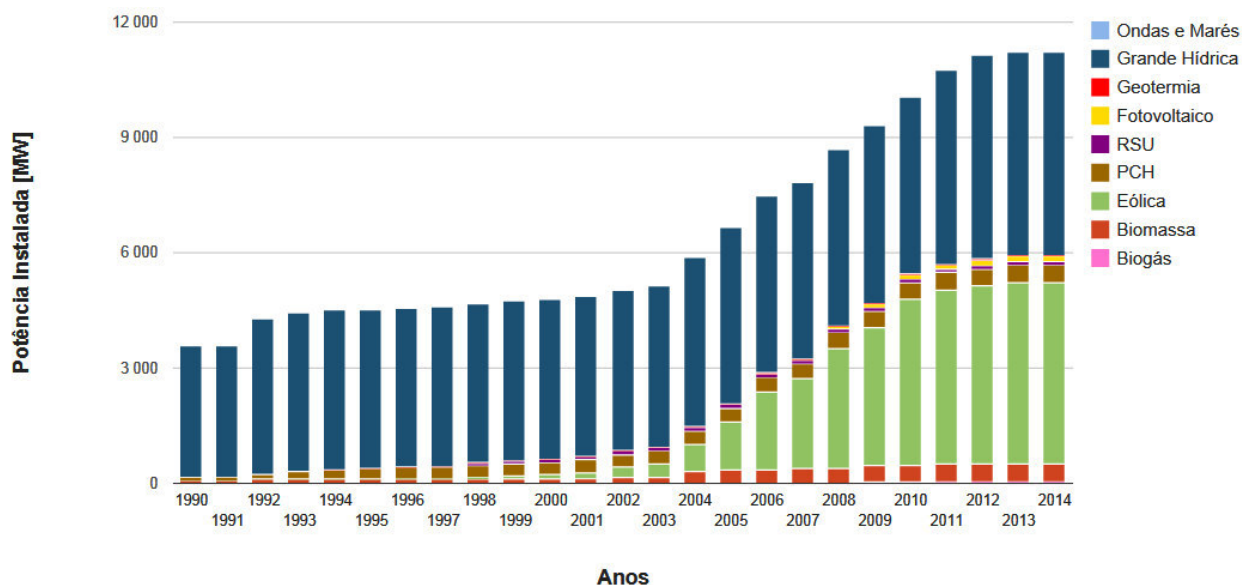


Figura 5.22 - Evolução da potência instalada em Portugal (Energias Renováveis) [E2P, 2014].

- Energia Solar

No que concerne à energia solar, Portugal é um dos países da Europa com maior potencial disponível, Figura 5.23, sendo também um dos países com melhores condições para aproveitamento deste recurso, tendo uma média anual de 2200 a 3000 horas de Sol, no continente, e entre 1700 e 2200, respetivamente, nos arquipélagos dos Açores e da Madeira [DGEG, 2014f].

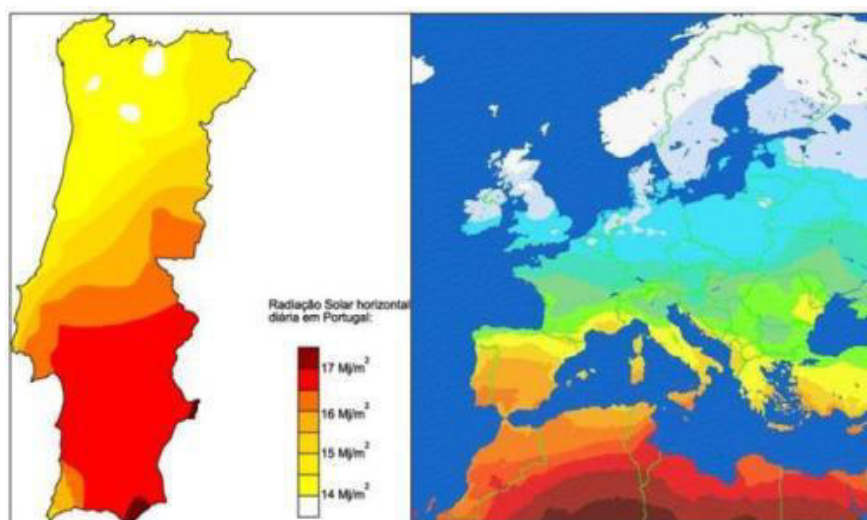


Figura 5.23 - Radiação solar em Portugal, comparada com a Europa [PER, 2014].

Apesar de tudo, este recurso não tem sido explorado ao máximo em Portugal, pois, o facto de a Alemanha ser líder na produção de energia solar e ter apenas uma média anual de horas de sol entre 1200 a 1700 h, só demonstra as dificuldades que Portugal tem para expandir este

recurso, pois apesar de ter um enorme potencial, este não está totalmente a ser aproveitado [PER, 2014].

O país tem um extenso potencial para aproveitamento de energia solar térmica, avaliado em 2,8 milhões de metros quadrados de coletores, podendo esta energia ser utilizada para aquecimento de água a baixa temperatura, tornando-se vantajoso, quer do ponto de vista energético, como ambiental, contribuindo para a redução de emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE). Relativamente à conversão fotovoltaica, graças às excelentes condições climáticas, Portugal possui capacidade de produção entre os 1000 e os 1500 kWh por ano por kWp instalado [DGEG, 2014g].

Em janeiro de 2007, entrou em funcionamento, em Brinches, no conselho de Serpa, uma central fotovoltaica com uma potência instalada de 11 MWp, constituída por 52 000 módulos, ocupando uma área de 60 hectares. Em fins de 2008, foi ligada à rede a central fotovoltaica da Amareleja, no conselho de Moura, com uma potência instalada de 62 MWp, constituída por 376 632 painéis fotovoltaicos, ocupando uma área de 130 hectares, encontrando ambas as centrais expostas na Figura 5.24.

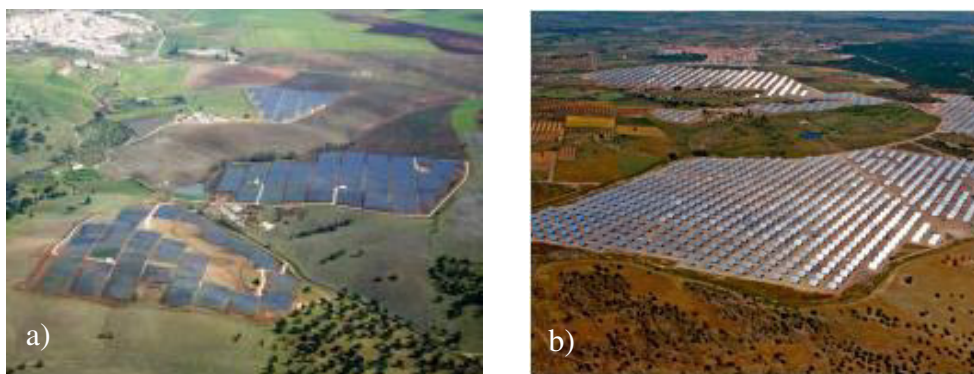


Figura 5.24 - Central Fotovoltaica: a) de Serpa; b) de Moura [DGEG, 2014g].

Também em 2008 foi construída uma central solar térmica em Tavira, Figura 5.25, destinada à produção de eletricidade, através da produção de vapor de água turbinado. A turbina tem uma potência de 6,5 MWe produzindo 12 GWh/ano. A escolha de Tavira foi feita por ser o local em Portugal com maior exposição solar, com uma média anual de 3100 horas [DGEG, 2014g].



Figura 5.25 - Central Solar Térmica de Tavira [DGEG, 2014g].

- Energia Geotérmica

Relativamente à energia geotérmica, em Portugal Continental existem apenas aproveitamentos de baixa temperatura, tais como [PER, 2014a]:

- Aproveitamento de águas quentes, com aplicação em balneários termais, onde as temperaturas rondam os 20°C e os 76°C, tais como em Chaves e São Pedro do Sul, com temperaturas a rondar os 75°C, a funcionar desde os anos 80.
- Aproveitamento do calor através de perfurações realizadas em bacias sedimentares, como é exemplo o caso do projeto geotérmico do Hospital da Força Aérea do Lumiar, a funcionar desde 1992, adquirida a partir de um furo com uma profundidade de 1500 metros, obtendo-se temperaturas superiores a 50°C.

Até há poucos anos, este tipo de energia era apenas utilizado em estabelecimentos termais, no entanto, nestes últimos anos tem começado a haver um crescente interesse, tendo em vista o aproveitamento desta energia para o aquecimento de estabelecimentos termais, unidades hoteleiras, piscinas, estufas agrícolas, podendo ser alargado à piscicultura. Contudo, pensa-se ainda existir uma grande margem para ampliação destes projetos ligados ao aproveitamento geotérmico, podendo-se dizer que ainda são diminutos [Lourenço, 2005].

Os aproveitamentos com maior relevo na área da geotermia são os realizados nas ilhas dos Açores, onde atingem temperaturas superiores a 140°C.

Em Ribeira Grande, na ilha de São Miguel existem duas centrais geotérmicas para produção de energia elétrica, encontrando-se representadas na Figura 5.26. A Central Geotérmica da Ribeira Grande tem uma capacidade instalada de 13MW, enquanto a Central Geotérmica do Pico Vermelho, possui uma capacidade instalada de 10MW, tendo ambas em 2007, fornecido 44% da energia produzida nessa ilha. [DGEG, 2014g].

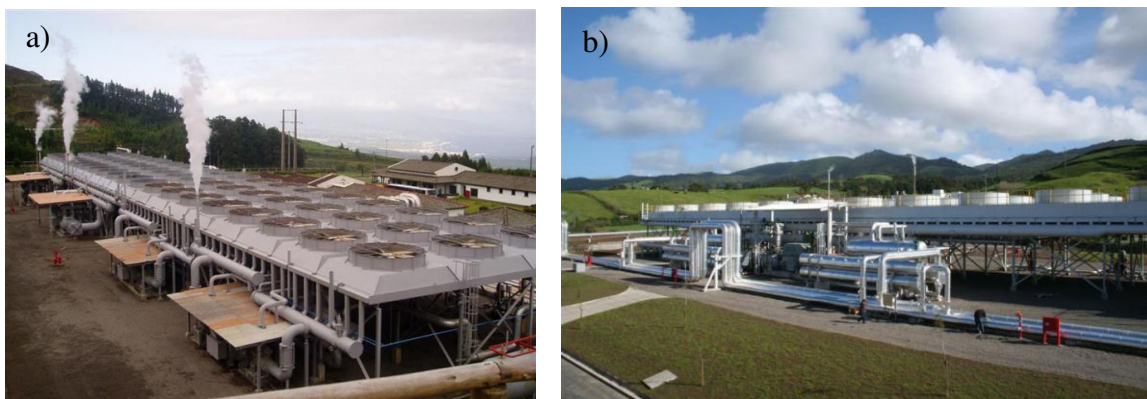


Figura 5.26 - Central Geotérmica: a) da Ribeira Grande; b) do Pico Vermelho [DGEG, 2014g].

- Energia Hídrica

Comparativamente à UE, Portugal é um dos países com maior potencial hídrico por explorar, tendo sido também um dos países que menos cresceu em capacidade hídrica nos últimos 15 anos, tendo atualmente ainda cerca de 46% do potencial por aproveitar, estando este potencial distribuído por todo o território nacional, concentrando-se maioritariamente no Norte e Centro do País. Em maio de 2010, havia instalado em Portugal um total de 4824 MW de acordo com a Tabela 5.3 [PER, 2014b].

Tabela 5.3 - Distribuição da potência hidroelétrica instalada em Portugal (2010) [PER, 2014b].

Tipo Aproveitamento	Potência [MW]
Grande Hídrica (> 30MW)	4234
Pequena Hídrica (> 10 e <= a 30 MW)	263
Mini-hídrica (<= 10 MW)	327

A energia hídrica tornou-se atualmente uma prioridade, sendo uma das principais apostas do Plano Estratégico Nacional a nível energético, tendo sido traçado o objetivo de alcançar os 7000 MW de capacidade instalada, bem como atingir 70% do potencial hídrico até 2020 [DGEG,2014g].

Tendo sido construída em 1922, a primeira central hidroelétrica (Central de Lindoso – Minho), Portugal tem atualmente em funcionamento 48 centrais com potências acima de 10 MW, e 138 com potência igual ou inferior a 10 MW (Mini-hídricas) [PER, 2014b].

Relativamente às mini-hídricas, o Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de maio, veio permitir a produção independente de energia elétrica a pessoas singulares, coletivas públicas ou privadas, com o limite máximo de potência instalada de 10 MW, mas devido a dificuldades nos processos de licenciamento, dificuldades de ligação à rede, restrições ambientais, falta de recursos humanos para dar celeridade aos processos, tornando-os morosos, tem levado a que nos últimos anos as candidaturas tenham vindo a diminuir [PER, 2014b].

Quanto à grande hídrica, surgiu em 2008, o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), com o intuito de aumentar o potencial hidroelétrico nacional, tendo como meta superar os 7000 MW em 2020, sendo que os novos centros produtores hidroelétricos a construir deverão permitir um aumento adicional da potência instalada na ordem de 2000 MW. Para isso, foram inicialmente selecionados 25 locais potenciais, em que após feita uma análise, só 10 é que foram a concurso, conforme a Tabela 5.4, sendo que alguns acabaram por ser excluídos [PER, 2014b].

Tabela 5.4 - Lista das 10 localizações previstas para a construção de barragens hidroelétricas [PER, 2014b].

Aproveitamento	Bacia Hidrográfica	Curso de água	Cota NPA Referência (m)	Cota NPA Máxima (m)	Área da bacia (km ²)	Capacidade da albufeira (km ³)	Potência Instalada (MW)	Produtibilidade média anual (GWh) produção primária
Foz-Tua	Douro	Rio Tua	160	200	3 822	310	234	340
Gouvães	Douro	Rio Torno	883.5	890	100	13	112	153
Padroselos	Douro	Rio Beça	450	450	315	147	113	102
Alto Tâmega	Douro	Rio Tâmega	312	322	1 557	96	90	114
Daivões	Douro	Rio Tâmega	231	250	1 084	66	109	148
Fridão	Douro	Rio Tâmega	160	180	2 630	195	163	299
Pinhosão	Vouga	Rio Vouga	290	300	401	68	77	106
Girabolhos	Mondego	Rio Mondego	300	310	980	143	72	99
Alvito	Tejo	Rio Ocreza	200	240	968	209	48	62
Almourol	Tejo	Rio Tejo	24	25			30	96
Total							1 054	1 519

Além da elevada disponibilidade, e fiabilidade para a produção de energia elétrica, as centrais hidroelétricas possuem também a capacidade de reserva e a instalação de equipamentos reversíveis, permitindo que nas horas de potencial eólico excedentário, possa essa energia ser canalizada para fazer o bombeio de água para a albufeira a montante da barragem, podendo posteriormente ser utilizada através da turbinagem, para produzir eletricidade, em períodos em que os aerogeradores não produzam o suficiente para as necessidades do momento. Também, graças às albufeiras existentes nas barragens, Figura

5.27, é possível obterem-se outras valências, tais como o acesso a água para rega e abastecimento urbano, controlo de cheias, turismo e combate a incêndios [Sebastião, 2013].



Figura 5.27 - Barragem de Castelo de Bode e respetiva albufeira [PE, 2014].

Recentemente tem havido um investimento em novos aproveitamentos hidroelétricos de grandes dimensões, tais como as novas barragens do Baixo Sabor, de Ribeiradio - Ermida, da Foz do Tua e de Fridão, sendo as potências a instalar respetivamente de 171 MW, 81 MW, 252 MW e 238 MW. Para além do PNBEPH, também têm estado a ser implementados projetos de reforço de potência nas centrais do Picote II (246 MW), Bemposta II (191 MW), Alqueva II (256 MW), Venda Nova III (746 MW), Salamonde II (207 MW) e Paradela II (308 MW) [EDP, 2014].

- Biomassa

Segundo a [DGEG, 2014h], considera-se biomassa toda a matéria orgânica, tanto vegetal como animal, que possa ser usada como fonte de energia, sendo uma das mais antigas utilizadas pelo homem, depois do sol.

A biomassa florestal constitui um grande potencial, dado que a floresta ocupa cerca de 38% do território nacional, podendo a sua valorização energética ter um grande impacto tanto na contribuição para a produção de energia, como para minimizar os riscos de incêndio. Contudo, face ao atual quase “abandono” florestal, torna-se difícil quantificar realmente o seu potencial energético. Também, face à falta de equipamentos adequados para recolha, ao receio dos proprietários industriais do setor da madeira, e à concorrência dos setores energéticos tradicionais, como o do gás, têm levado a uma grande inércia ao aproveitamento deste potencial. Atualmente, a biomassa florestal é o setor que tem demonstrado o maior

interesse de exploração, nomeadamente o aproveitamento dos resíduos da vinha e da indústria do vinho, do bagaço da azeitona e das podas de árvores de fruto e olivais [ER, 2014].

Portugal possui 20 centrais electroprodutoras onde utilizam a biomassa, localizadas em Aveiro, Castelo Branco, Coimbra, Santarém, Setúbal, Viana do Castelo e Viseu, tendo, em funcionamento, uma potência total instalada de 453,2 MW [E2P, 2014a].

- Biocombustíveis

Segundo a [DGEG, 2014i], são considerados biocombustíveis, todos os combustíveis líquidos ou gasosos que sejam produzidos através da biomassa e que sejam utilizados nos transportes. Como exemplos de biocombustíveis temos o Biodiesel, Bioetanol, Biometanol, Bio-DME, Bio-ETBE, Bio-MTBE, Biogás, Gasóleo *Fischer-Tropsch*, Bio-hidrogénio, Óleo vegetal puro e Óleo vegetal tratado com hidrogénio. Relativamente à legislação Portuguesa nesta área, o Decreto-Lei nº 117/2010 de 25 de outubro, veio definir os limites mínimos de incorporação obrigatória de biocombustíveis, para os anos de 2011 a 2020, para o setor dos transportes, estando representados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Metas obrigatórias, de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis para os anos 2011 a 2020 [Oliveira, 2011].

		2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2019-2020
% de adição de biocombustíveis nos combustíveis fósseis (teor energético)		5	5,5	7,5	9	10
% de adição de bioetanol na gasolina (teor energético)		0	0	2,5	2,5	2,5
Biocombustíveis	Bioetanol (kton)*	0	0	58	58	58
	Biodiesel (kton)*	365	402	506	615	688

Com esta medida, no setor dos transportes, em 2009, foram adicionados no gasóleo 256 282 toneladas de biodiesel, representando uma incorporação de 4,28% em teor energético [DGEG, 2014i].

Em 2011 existiam em Portugal sete grandes produtores de biodiesel, produzindo uma capacidade total de 626 036 toneladas/ano, encontrando-se expressos na Tabela 5.6 [Oliveira, 2011].

Tabela 5.6 - Grandes produtores de biodiesel em Portugal (2011) [Oliveira, 2011].

Produtor	Capacidade (ton/ano)	Início de Produção (ano)
Iberol	120 000	2006
Torrejana	109 500	2005
Prio-Biocombustíveis	100 000	2007
Biovegetal (SGCEnergia)	120 000	2007
Sovena	95 000	2008
Valouro	50 000	2011
Bioportdiesel	31 536	2011
Total	626 036	-

- Energia das Ondas

Dos vários tipos de ondas presentes no oceano, são as geradas pelo vento que possuem maior energia cinética, propagando-se por milhares de quilómetros, possuindo muitas das vezes mais de 40-50 kW por metro de frente de onda. A Figura 5.28 mostra o fluxo médio de energia anual que atravessa cada metro de frente de onda a nível global [DGEG, 2014j].

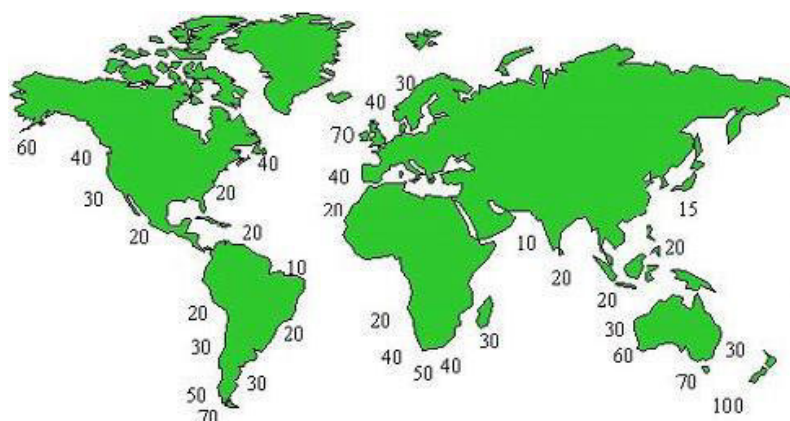


Figura 5.28 - Distribuição do fluxo médio de energia das ondas no mundo em kW/m ou MW/km [DGEG, 2014j].

A costa ocidental portuguesa, bem como as ilhas dos Açores, possuem excelentes condições para o aproveitamento da energia das ondas, sendo um recurso abundante (25-30 kW/m de média anual), tendo águas profundas junto à costa, e tanto o consumo como os pontos de ligação à rede elétrica estão maioritariamente concentrados na nossa costa marítima [PER, 2014c].

Existe no país um fluxo médio anual de cerca de 30 kW por metro de frente de onda, em águas com profundidade de 50 metros, tendo um potencial de energia das ondas que permite uma produção de 10 TWh/ano, sendo aproximadamente 20% do consumo nacional. Sendo que o potencial possível de ser convertido em energia elétrica na costa portuguesa é

calculado admitindo um recurso de 30 kW por quilómetro de costa e que apenas 15% da energia cinética pode ser convertida em energia elétrica, ao termos uma costa com mais de 250 km “úteis para instalação de parques *offshore*”, mostra que temos um grande potencial para aproveitamento desta energia [DGEG, 2014j].

Portugal terá sido um dos pioneiros a dar passos na investigação e desenvolvimento em equipamentos de conversão de energia das ondas, onde desde 1977 que um grupo do Instituto Superior Técnico (IST), ao qual se juntou em 1983 outro grupo, do Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação (INETI), se têm dedicado a este tipo de energia, em que as sinergias dos dois grupos, com o apoio das empresas EDP, EDA e EFACEC, permitiram a criação da central piloto europeia da ilha do Pico [Cruz, et al 2004].

Estes equipamentos classificam-se em três categorias, dependendo da sua colocação, na costa (*onshore*), perto da costa (*nearshore*) ou longe da costa (*offshore*). Esta é uma classificação bastante intuitiva que permitindo, com facilidade que seja feita uma avaliação das potencialidades e dificuldades do sistema de extração de energia. O aproveitamento energético *offshore*, tem como atrativo o seu alto valor de recurso disponível, juntamente com uma grande área disponível, mas facilmente se depreende que quanto mais perto da costa os equipamentos forem instalados, mais baixo será o custo de instalação e manutenção, tal como menor será o custo de interligação à rede, através de cabo submarino [Pereira, 2010].

Os equipamentos além de serem classificados quanto à zona de captação, estes também podem ser classificados relativamente ao método de captação, conforme como se pode ver em detalhe no Anexo 3.

Projetos em Portugal:

- Em Portugal, no verão de 2004, ao largo da Póvoa de Varzim, foi instalada uma central piloto *Archimedes Wave Swing* (AWS), representada na Figura 5.29, com uma capacidade de 2 MW, para realização de testes. Tratou-se de um dispositivo de absorção pontual, completamente submerso, concebido pela empresa holandesa *Teamwork Technology*, tendo tido a colaboração do IST. Mais tarde foram anunciados novos desenvolvimentos do protótipo AWS III na Escócia [PER, 2014c].



Figura 5.29 - Central piloto AWS - Archimedes Wave Swing (2004) [PER, 2014c].

- Central Piloto na ilha do Pico, Açores, demonstrada na Figura 5.30, foi construída em 1999, sob liderança técnico-científica do IST (Instituto Superior Técnico), com uma potência instalada de 400 kW, tendo um aproveitamento da energia das ondas do tipo Coluna de Água Oscilante (CAO). A central é um exemplo de uma central de CAO de primeira geração (*onshore*). É constituída por uma estrutura em betão, possuindo uma área interna de 12 m x 12 m ao nível médio da superfície livre, e encontra-se assente no fundo do mar numa reentrância da costa com a profundidade de 8 m. Atualmente já não se encontra em funcionamento.



Figura 5.30 - Protótipo de aproveitamento da energia das ondas tipo coluna de água oscilante [PER, 2014c].

- Parque de ondas da Aguçadoura, Póvoa do Varzim, constituído por três geradores *Pelamis*, tendo uma potência instalada de 2,25 MW, foi inaugurado em setembro de 2008, Figura 5.31, tendo sido desativado três meses mais tarde por se ter detetado um problema recorrente nos casquilhos das articulações dos macacos hidráulicos dos três dispositivos. Mais tarde foi anunciado um novo financiamento do reino Unido para testar a nova máquina *Pelamis* em águas nórdicas.



Figura 5.31 - Parque de energia das ondas *Pelamis* em Aguçadoura, Póvoa de Varzim [PER, 2014c].

- Parque de ondas em Peniche, Figura 5.32, conhecido por projeto SURGE – (*Simple Underwater Renewable Generation Energy*), trata-se de um dispositivo denominado por *WAVEROLLER*, criado para converter a energia das ondas de fundo em eletricidade. Este dispositivo começou a produzir eletricidade em agosto de 2012, encontra-se instalado a cerca de meia milha da costa da Praia da Almagreira, com uma profundidade de 20 metros, tendo uma potência unitária de 330 kW [E2P, 2014b].



Figura 5.32: Parque de energia das ondas em Peniche [E2P, 2014b].

- Hidrogénio

A energia do hidrogénio é obtida através da combinação do hidrogénio com o oxigénio, produzindo vapor de água, energia elétrica e energia térmica. Em Portugal, as células de combustível ainda estão em fase de projetos de demonstração ou de investigação, destacando-se o INEGI (Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial), o INETI (Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação), o IST (Instituto Superior Técnico) e a faculdade de Engenharia do Porto. Atualmente, o projeto mais relevante é o Projeto CUTE (*Clean Urban Transport for Europe*), que procura desenvolver e demonstrar

um sistema de transporte sem emissões de CO₂ e com baixo ruído, procurando deste modo ir ao encontro dos compromissos do Protocolo de Quioto, além de conservar os recursos energéticos. Este objetivo passa por criar um total de 27 autocarros a circular na cidade do Porto, sendo alimentados por uma pilha de combustível do tipo PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) com uma potência de 250 kW, montada no teto do autocarro, juntamente com todo o sistema, sendo constituído por 9 cilindros de 205 litros para uma capacidade de 44 kg de hidrogénio a 350 bar, Figura 5.33 [PER, 2014d].

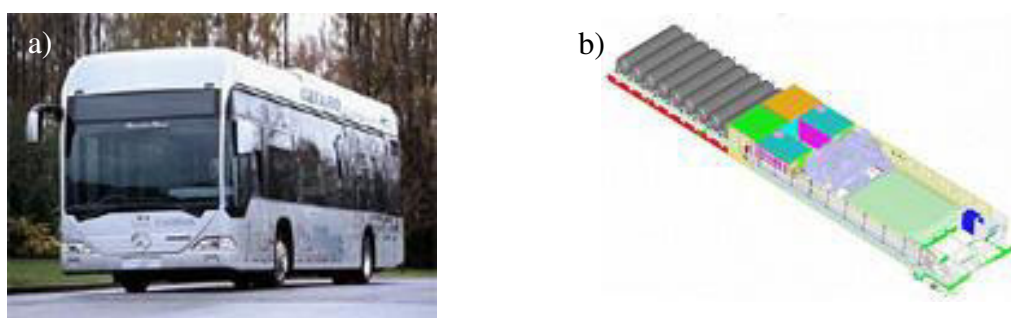


Figura 5.33 - a) Autocarro EvoBus, baseado no modelo Citaro da Mercedes Benz, b) Pilha de combustível PEMFC aplicada no teto do autocarro; [PER, 2014d].

As células de combustível têm ganho o seu interesse por apresentarem uma taxa de emissão de poluentes muito inferior a outras fontes energéticas (ou mesmo nula se for utilizado hidrogénio puro como combustível), serem silenciosas e permitirem a geração distribuída de energia. A PEMFC é o tipo de célula de combustível que mais tem sido objeto de pesquisa nos últimos anos, sendo muito promissora para aplicações móveis, por permitir produzir mais densidade de corrente comparativamente a outros tipos de células de combustível, além de serem mais compactas leves e transportáveis, operando a temperaturas mais baixas, permitindo arranques rápidos até atingirem o desempenho máximo, o que faz destas células de combustível as melhores candidatas para a aplicação na indústria automóvel. A unidade estrutural da pilha de combustível é a célula de combustível, sendo constituída por duas placas bipolares (placas de canais de escoamento), elétrodo de difusão gasosa, catalisador e um elétrodo de membrana de troca iónica, onde cada célula permite fornecer 1,23V. A Figura 5.34 mostra o esquema de uma célula em funcionamento [Nunes G, 2010].

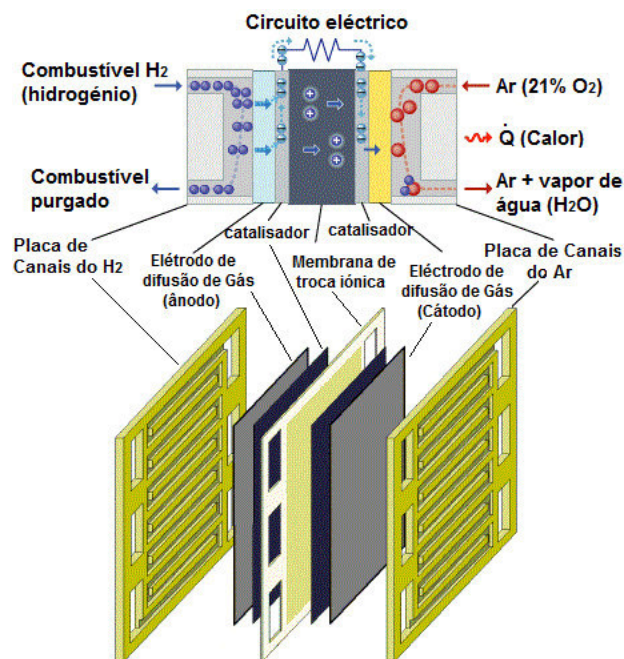


Figura 5.34 - Representação esquemática da constituição de uma célula de combustível PEMFC; [Nunes G, 2010].

A pilha de combustível é basicamente um reator eletroquímico que converte energia química em energia elétrica, sendo constituída pelo agrupamento em série de um conjunto de células, em que os reagentes são conectados à entrada dos canais e a carga é ligada às placas terminais da pilha.

Mais recentemente foi desenvolvida em Portugal pela empresa SRE (Soluções Racionais de Energia), uma nova pilha de combustível do tipo PEMFC, chamada “Lucis”, com um peso de 200 gramas e uma autonomia de 60 horas, tendo um grande potencial para poder vir a substituir a prazo as baterias convencionais de 6 kg, que possuem uma autonomia máxima de cerca de 10 horas. Este novo tipo de pilhas de combustível poderá abrir portas a uma multiplicidade de utilizações, tais como: aparelhos eletrónicos, cadeiras de rodas elétricas para pessoas deficientes, carrinhos de golf, veículos elétricos industriais, bem como uma panóplia de aplicações móveis [PER, 2014d].

- Energia Elétrica

Não sendo uma fonte de energia primária, mas uma forma de energia produzida através das fontes já referidas, torna-se bastante versátil pela sua simplicidade de utilização permitindo diversas aplicações, desde os eletrodomésticos aos comboios, estando mais recentemente a ser aplicada no transporte rodoviário [Sebastião, 2013].

O setor elétrico nacional é composto pela produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica. As centrais térmicas, hídricas e de outras fontes renováveis satisfazem atualmente o consumo de energia elétrica em Portugal Continental. Estas centrais concorrem em regime de mercado ibérico com as centrais produtoras espanholas. A energia é direcionada para a rede de transporte, em muito alta ou alta tensão, sendo depois entregue às redes de distribuição, em níveis de tensão mais reduzidos, adequados às necessidades dos consumidores [ERSE, 2014a].

- Energia Nuclear

Portugal não produz energia recorrendo a centrais nucleares, e a primeira tentativa de construir uma central nuclear foi em 1976, em Ferrel (perto de Peniche), tendo-se gerado na altura uma grande indignação por parte da população, tendo-se desde essa altura iniciado uma atitude de rejeição ao nuclear. Atualmente, e também devido aos três grandes acidentes registados a nível mundial (o primeiro ocorreu na central de *Three Mile Island*, nos Estados Unidos em 1979, o segundo em *Chernobil*, Ucrânia, em 1986, e mais recentemente em *Fukushima*, no Japão em 2011), a maioria dos portugueses ainda é contra a opção da energia nuclear [Sebastião, 2013].

Após feita a análise aos principais recursos energéticos naturais de Portugal, no Anexo 4, de forma resumida, é delineada uma síntese da matriz energética nacional, com as principais vantagens, desvantagens e tendências futuras respeitantes a cada fonte energética.

5.1.2. Evolução do Consumo Energético Nacional

O atual cenário energético nacional caracteriza-se por uma forte dependência externa de fontes primárias de origem fóssil (petróleo, gás natural e carvão), onde a procura energética tem registado taxas de crescimento superiores às do crescimento do Produto Interno Bruto (PIB). Portugal apresenta uma reduzida diversificação da oferta energética primária, sendo um país com recursos energéticos endógenos muito escassos, conduzindo a uma maior vulnerabilidade do sistema energético às flutuações dos preços internacionais, principalmente do preço do petróleo, sendo necessário fazer um esforço de forma a aumentar a diversificação. A Figura 5.35 apresenta a evolução do consumo de energia primária em Portugal no período 2000-2012 [Rodrigues, *et al.* 2011].

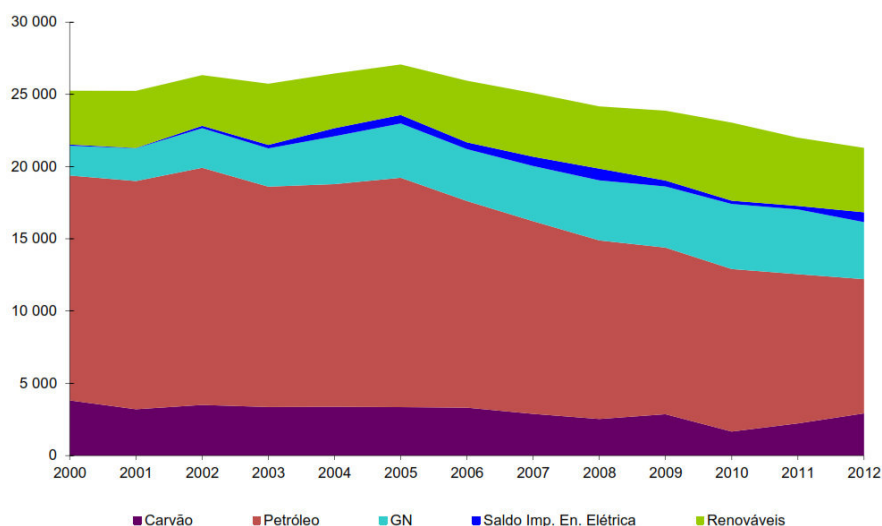


Figura 5.35 - Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal (ktep); [DGEG, 2014].

Esta escassez de recursos fósseis tem levado Portugal a uma elevada dependência energética do exterior (71,5% em 2013), sendo imperativo aumentar a contribuição das energias renováveis: eólica, solar, hídrica, geotérmica e biomassa. Contudo, de acordo com a figura 5.36, desde 2005 a taxa de dependência energética tem vindo a diminuir, tendo sido esse o ano mais elevado da década, devido às consequências de ter sido um ano hidrológico muito seco, contribuindo para a fraca produtividade das centrais hídricas. A ligeira subida verificada em 2011 deveu-se principalmente ao aumento do consumo de carvão de forma a compensar a diminuição da produção hídrica [DGEG, 2012].

A dependência energética é calculada a partir da seguinte expressão [DGEG, 2013]:

$$Dependência\ Energética\ [\%] = \frac{Imp - Exp}{CEP + NMI + AI} \times 100$$

Sendo que: (Imp = Importações; Exp = Exportações; CEP = Consumo de Energia Primária; NMI = Navegação Marítima Internacional e AI = Aviação Internacional).

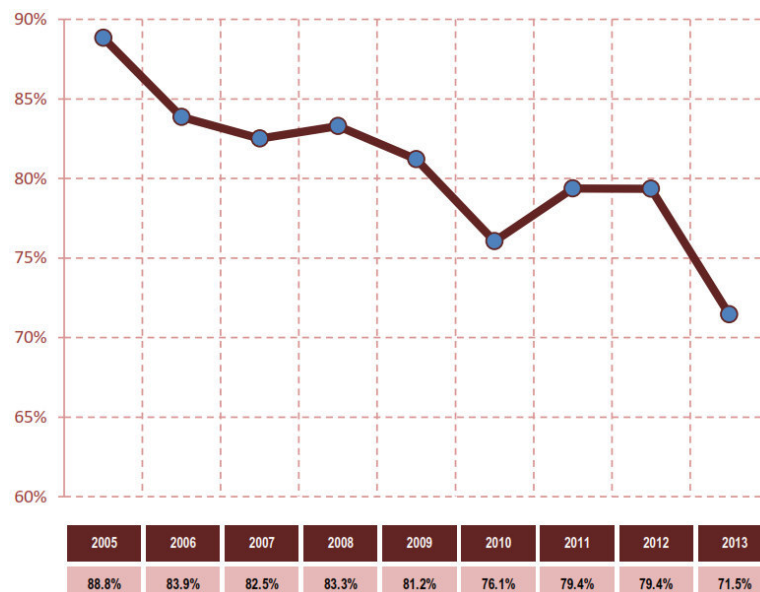


Figura 5.36 - Taxa de Dependência Energética (%); [DGEG, 2013].

A diminuição da dependência energética em 7,9% de 2012 para 2013, deveu-se principalmente à diminuição do consumo de gás natural e carvão para produção de energia elétrica, e ao aumento da produção doméstica em 21%. A contribuição maior veio da produção hídrica, com um aumento de 127% e eólica com 17%. Também de referir que a produção e exportação de *pellets* tem vindo a dar o seu contributo para o balanço energético, representando em 6% (em teor energético) das exportações em 2013 (DGEG, 2013).

5.1.2.1. Consumo de Energia Primária em Portugal

Do panorama energético nacional, à semelhança do que se verifica no panorama energético mundial, podem-se ressaltar dois aspetos muito importantes; o contínuo crescimento do consumo de energia e a posição central pertencente ao petróleo ente as várias fontes de energia, onde o consumo desta matéria-prima tem registado uma taxa de crescimento semelhante à do consumo total de energia primária, possuindo um elevado peso no total de energia primária. Desta forma, o petróleo ainda mantém um papel essencial na estrutura de abastecimento, Figura 5.37, tendo representado em 2012 43,6% do consumo total de energia primária, contra os 61,6% registados em 2000 [Leal, 2011].

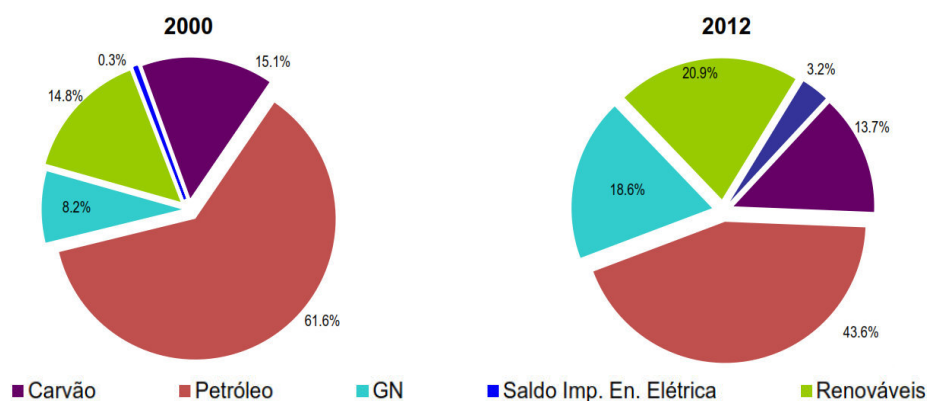


Figura 5.37 - Consumo de Energia Primária em Portugal (2000-2012) [DGEG, 2014].

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia, a introdução do gás natural em 1997, veio contribuir para diversificar a estrutura da oferta de energia, permitindo reduzir a dependência exterior relativamente ao petróleo. Desde essa data, tem havido uma evolução positiva no *mix* energético, representando este combustível, em 2007, 15% do total do consumo em energia primária [DGEG, 2012]. Em 2013, houve uma redução de 5,9% no consumo de energia primária quanto ao gás natural, devido à sua menor utilização nas centrais termoelétricas (-70%). Relativamente aos outros setores (Indústria, Serviços e Doméstico), também houve uma diminuição de 3,8%, tendo a utilização de gás natural aumentado 15% na cogeração [DGEG, 2013].

O consumo de carvão, por sua vez, representou em 2012, 13,7% do total do consumo de energia primária, prevendo-se no entanto uma redução progressiva desta fonte energética na produção de eletricidade, devido ao encerramento programado de centrais que ainda o utilizavam como fonte energética primária, decorrente do seu impacto nas emissões de CO₂ [DGEG, 2012].

O contributo das energias renováveis no consumo total de energia primária tem vindo a crescer (20,9% em 2012 contra 17,7% em 2008) devido, principalmente, ao investimento na instalação de parques eólicos *onshore*, aliada à capacidade instalada de produção de energia hidroelétrica [Rodrigues, *et al.* 2011].

5.1.2.2. Consumo de Energia Final por Setor

Quando analisado o peso relativo do consumo dos principais setores de atividade económica relativamente ao consumo final de energia, Figura 5.38, verifica-se que em 2012, foi de 35,7% nos Transportes, 32,5% na Indústria, 17% no Doméstico, 12% nos Serviços e 2,8%

na Agricultura e Pescas. Constata-se assim uma forte incidência dos setores dos Transportes e da Indústria no consumo de energia final, Figura 5.39 [DGEG, 2012].

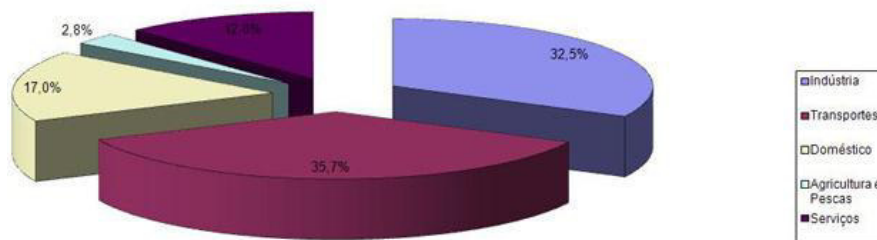


Figura 5.38 - Consumo de Energia Final por Setor em 2012 (%) [DGEG, 2012].

“O setor dos transportes é, provavelmente, o setor de atividade mais exposto ao risco geopolítico do mercado petrolífero, implicando esse facto uma forte instabilidade no conjunto das atividades económicas do país” [Rodrigues, et al. 2011].

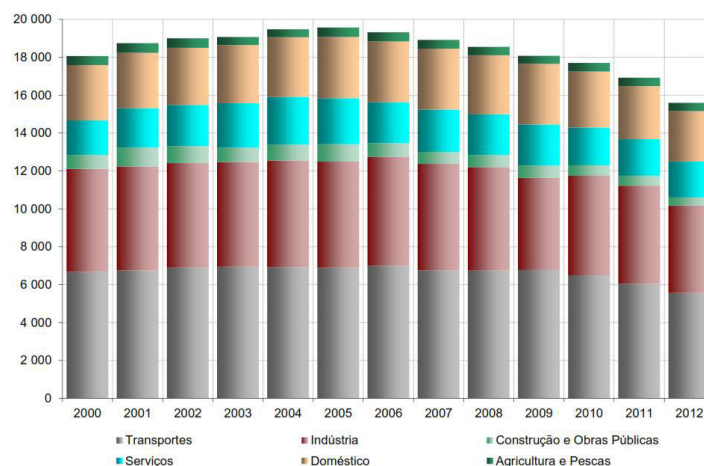


Figura 5.39 - Evolução do Consumo de Energia Final por Setor de Atividade em Portugal (ktep) [DGEG, 2014].

O mix do consumo nacional de energia primária leva a concluir que a dependência é muito elevada, levando a uma situação preocupante: pois por um lado, não possui fontes energéticas e, por outro, desperdiça ou utiliza de forma pouco eficiente os recursos energéticos. Como Portugal não é produtor nem de gás natural nem de crude, encontra-se extremamente dependente das importações destes dois hidrocarbonetos para que possa satisfazer as suas necessidades energéticas internas, conforme representado na Figura 5.40, e desta forma, encontra-se muito vulnerável face à evolução do seu preço nos mercados mundiais [Leal, 2011].

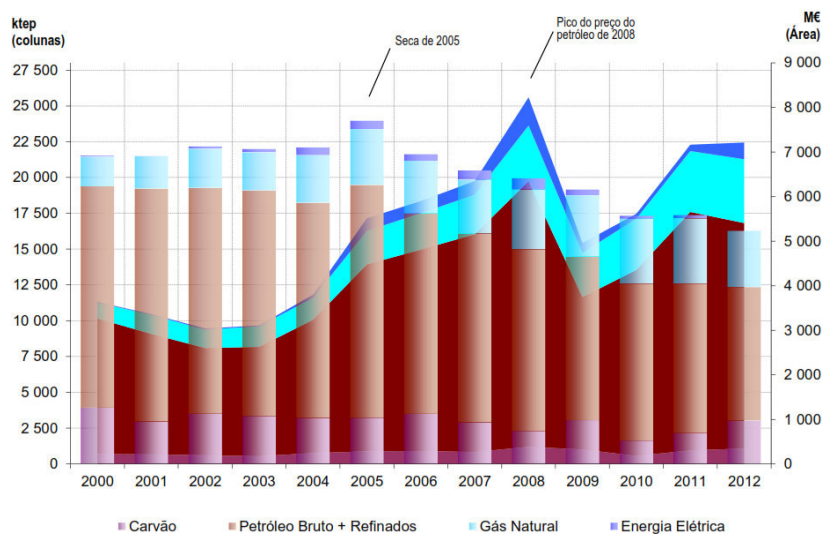


Figura 5.40 - Saldo Importador de Produtos Energéticos (2000-2012) [DGEG, 2014].

Um dos principais indicadores utilizados de forma a conhecer e comparar como os vários países utilizam a energia consumida é a intensidade energética. Tem-se verificado em Portugal uma divergência deste indicador relativamente à média europeia. Esta situação pode ser o indicador duma má utilização ou de um desperdício insustentável dos recursos energéticos. Estando Portugal tão dependente das importações de energia primária, leva a que o país esteja a enfrentar uma situação preocupante, porque não possui fontes energéticas endógenas e porque desperdiça ou utiliza de forma pouco eficiente os recursos [Rodrigues, *et al.* 2011].

“Portugal continua e continuará altamente dependente das importações de crude e, por conseguinte, extremamente vulnerável face à evolução do seu preço nos mercados mundiais” [Rodrigues, *et al.*, 2011].

5.1.3. Principais Fontes de Abastecimento Energético e Riscos Associados

Apresentam-se as seguintes fontes de abastecimento Crude/Petróleo Bruto e Gás Natural e seus riscos:

Crude (Petróleo Bruto)

As refinarias nacionais encontram-se estrategicamente localizadas no litoral do país, permitindo-lhes receber o *crude* proveniente de quase todo o mundo, possibilitando diversificar a sua base de fornecedores [Leal, 2011].

Em 2013, face a 2012, mantiveram-se como principais fornecedores de petróleo bruto a Portugal, os continentes africano e asiático (65,7% e 31,9% respetivamente), representados na Tabela 5.7 [DGEG, 2014a].

Tabela 5.7 - Origens do Petróleo Bruto Importado (2011 a 2013) [DGEG, 2014a].

Petróleo Bruto (ton)	2011	2012	2013	% 2013/_12	% 2013/_11
África	4 736 258	5 914 298	7 638 123	29,1	61,3
América	1 654 745	1 677 901	281 261	-83,2	-83,0
Ásia	3 683 035	3 484 460	3 714 536	6,6	0,9
Europa	288 761	-	-	-	-

Dos 13 países que forneceram *crude* a Portugal nesse ano, mostrados na Figura 5.41, Angola foi o principal mercado de origem das importações portuguesas (36,5%). Seguiram-se os Camarões (11,5%), a Arábia Saudita (8,4%) e o Cazaquistão (7,4%) [DGEG, 2014a].

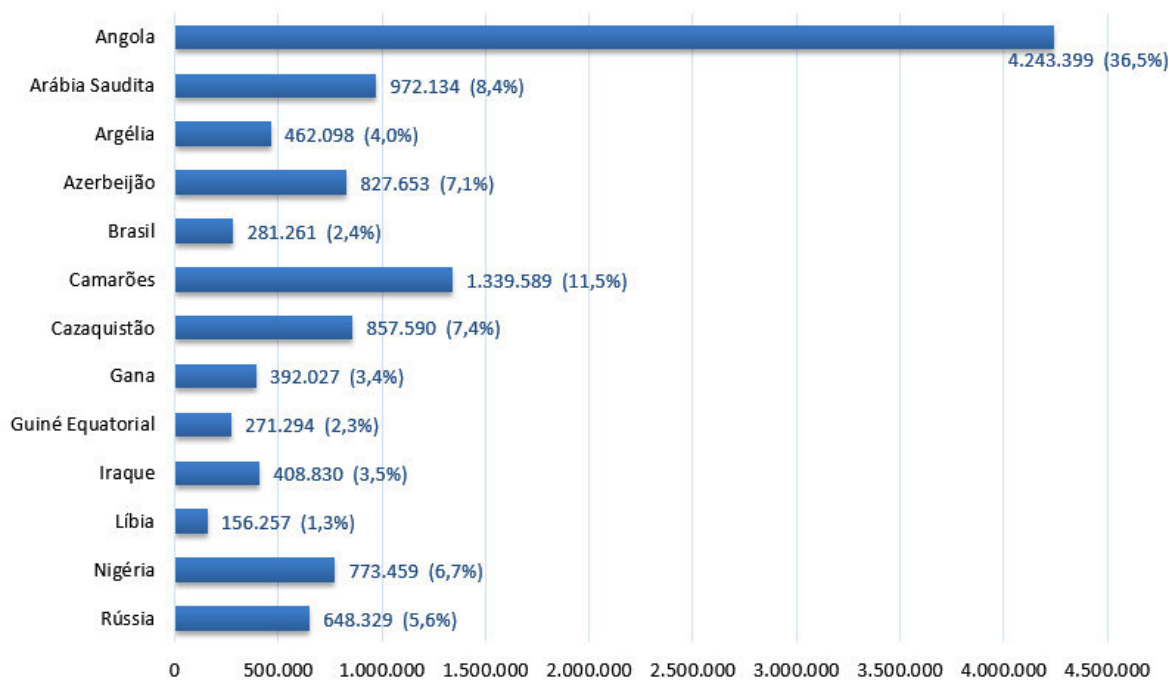


Figura 5.41 - Origem das Importações Portuguesas de Petróleo Bruto em 2013 (Toneladas); Elaborado pelo autor, com base em [DGEG, 2014a].

Observando a Figura 5.42, é também de salientar, de 2013 face a 2012, o decréscimo de 83,2% do petróleo bruto com origem no continente americano (Brasil, México e Venezuela) [DGEG, 2014a].

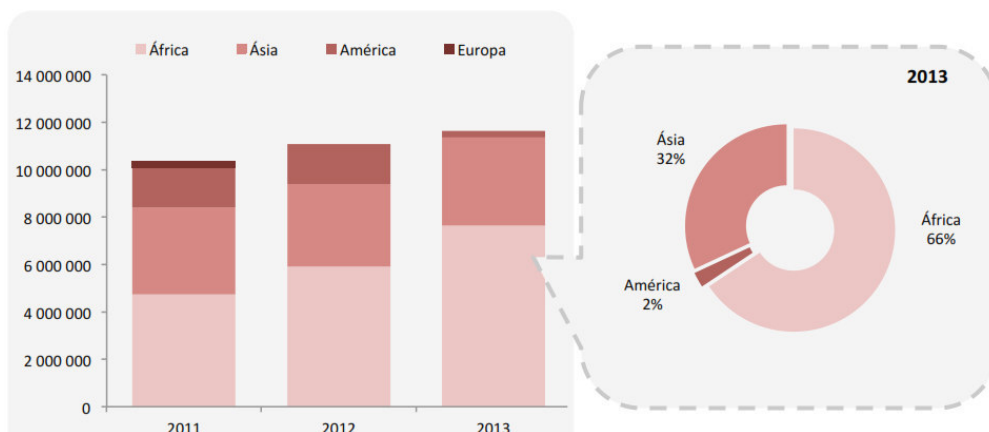


Figura 5.42 - Origens do Petróleo Bruto Importado (2011 a 2013) [DGEG, 2014a].

Gás Natural

Em 2013, as compras de gás natural atingiram os 7,1 mil milhões de m³, aumentando 12% face ao ano anterior. As compras foram repartidas pelas atuais fontes de aprovisionamento da Galp Energia, representadas na Figura 5.43, nomeadamente a Nigéria (46%) e a Argélia (31%), e foram efetuadas algumas compras de Gás Natural Liquefeito (GNL) no mercado *spot*. Destes, 3,3 mil milhões de m³ provieram da Nigéria, através dos contratos estabelecidos com a *Nigeria LNG*, enquanto 2,2 mil milhões de m³ vieram da Argélia, através dos gasodutos *Europe Maghreb Pipeline (EMPL)*, *Al-Andalus* e *Extremadura*. [GALP Energia, 2013].

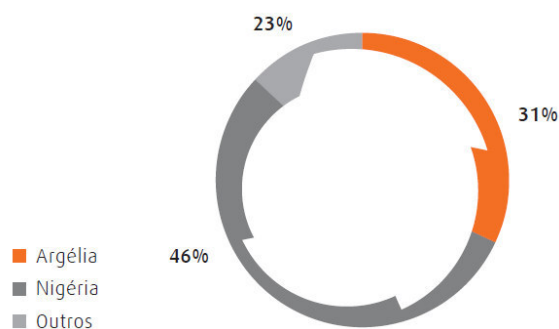


Figura 5.43 - Origem por País das Importações Portuguesas de Gás Natural em 2013 [GALP Energia, 2013].

Durante o ano de 2013, as centrais elétricas abastecidas pela Galp Energia continuaram a reduzir o consumo de gás natural, atingindo os 736 milhões de m³, uma diminuição de 41% relativamente ao ano anterior. Deveu-se essencialmente a um aumento da geração de eletricidade através de fontes alternativas, nomeadamente o carvão, a hídrica e a eólica, bem como a um aumento das importações de eletricidade produzida em Espanha. No setor industrial, os volumes de gás natural vendidos aumentaram 605 milhões de m³ para os 2.718

milhões de m³. No setor residencial e comercial, os volumes de gás natural vendidos situaram-se nos 521 milhões de m³, em linha com o ano anterior, conforme se pode visualizar na Figura 5.44. Com efeito, os esforços envidados para reter clientes no âmbito da liberalização do mercado de gás natural em Portugal, bem como as ações realizadas em Espanha para consolidar a posição naquele mercado, suportaram a posição de referência da Galp Energia ao nível ibérico [GALP Energia, 2013].

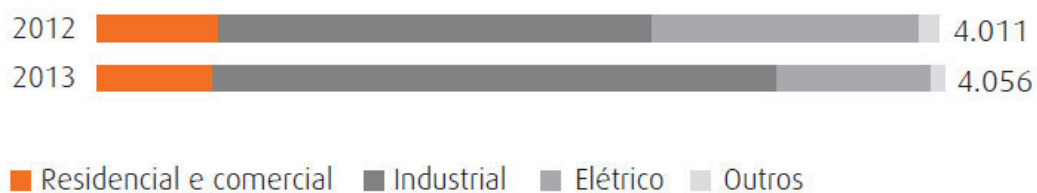


Figura 5.44 - Venda de Gás Natural a clientes diretos (milhões de m³) [GALP Energia, 2013].

Riscos Associados

De acordo com [COFACE, 2014], utilizando o método *country rating* é possível ser feita uma avaliação sobre o risco dos países abastecedores de crude e de gás natural a Portugal, em 2013, Figura 5.45. Para isso, é utilizada uma escala de sete níveis, com a seguinte ordem crescente do nível de risco: A1, A2, A3, A4, B, C e D, sendo esta escala aplicada regularmente a 160 países. No Anexo 5 encontra-se uma explicação mais detalhada da forma de classificação de um país.

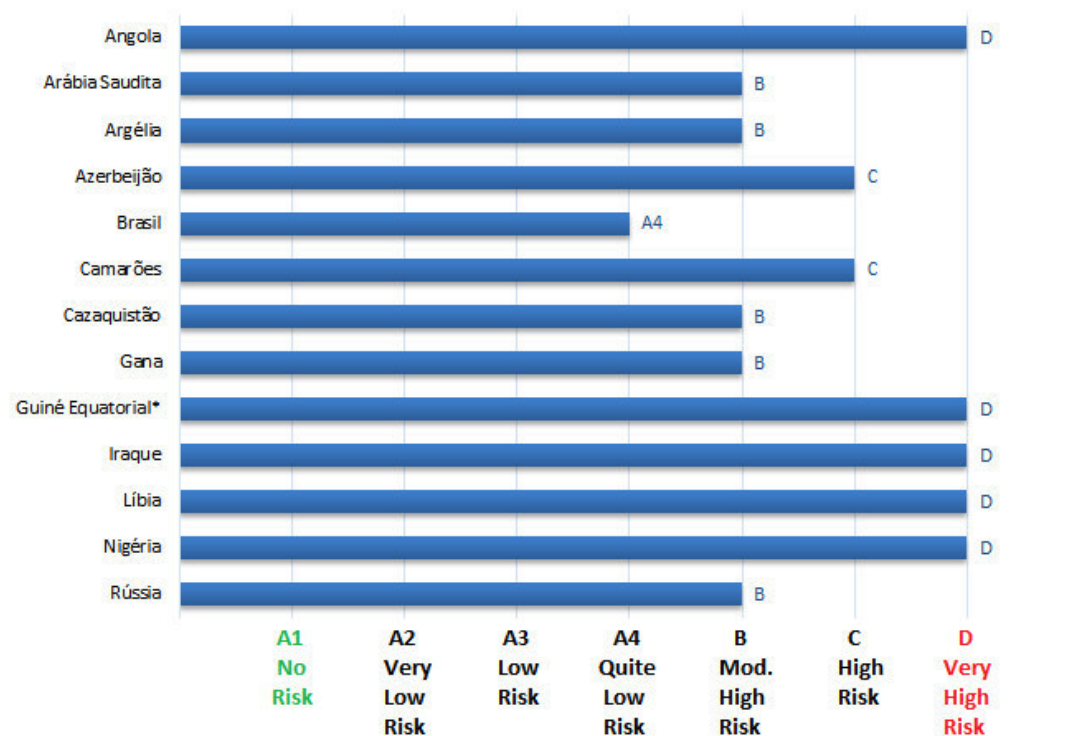


Figura 5.45 - Risco Associado aos Países Abastecedores de *Crude* e Gás Natural a Portugal em 2013⁽⁸⁾; Elaborado pelo autor, com base em [COFACE, 2014].

Pode-se constatar que:

- Dos treze países abastecedores de petróleo e dos dois fornecedores de gás natural a Portugal, apenas o Brasil se encontra classificado como A4, ou seja, um país em que as perspetivas políticas e económicas são fracas e em que o ambiente de negócios é volátil, podendo afetar os pagamentos e trocas das empresas;
- Cerca de 28,8% do petróleo (Arábia Saudita, Argélia, Cazaquistão, Gana e Rússia) e 31% do gás natural (Argélia) são fornecidos por países classificados como B, sendo países que apresentam incertezas políticas, económicas e um ambiente de negócios que, ocasionalmente, poderá afetar o comportamento de pagamentos e trocas das empresas;
- Com a classificação C, encontram-se o Azerbeijão e os Camarões, tratando-se de países que apresentam um ambiente político e económico muito incerto e um ambiente de negócios com muitas fraquezas, com inerentes impactos nos comportamentos de trocas e de pagamentos das empresas. Totalizam 18,6% do abastecimento de petróleo a Portugal;

⁽⁸⁾ *Exceto o valor da Guiné Equatorial, sendo este relativo ao ano de 2008 [Leal, 2011].

- Finalmente, seis países estão considerados como sendo de elevado risco, tendo classificação D, dado apresentarem uma situação política e económica de elevada incerteza e insegurança e um ambiente de negócios bastante difícil, com probabilidade de impactos significativos no comportamento de trocas e de pagamentos das empresas. Encontrando-se nesta situação a Angola, Guiné Equatorial, Iraque, Líbia, Nigéria e Rússia, os quais abastecem 55,9% de petróleo a Portugal e 46% de gás natural [Rodrigues, *et al.* 2011].

Resumindo, mais de metade dos países abastecedores de petróleo a Portugal confrontam-se com um ambiente político e económico instável, com reflexos nos pagamentos e trocas das respetivas empresas [Leal, 2011].

A Tabela 5.8 representa as principais forças e fraquezas de quatro grandes fornecedores de petróleo e de gás natural a Portugal.

Tabela 5.8 - Quatro Grandes Fornecedores de Petróleo e Gás Natural a Portugal em 2013; Elaborado pelo autor, com base em [COFACE, 2014].

País	Forças	Fraquezas
Nigéria	<ul style="list-style-type: none"> • Significativos recursos de hidrocarbonetos e considerável potencial agrícola. • Setor bancário largamente consolidado, devido às reformas lançadas em 2009. • Dívida externa baixa. • O país mais populoso de África (162 milhões). 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta dependência das receitas do petróleo (90% das exportações, 80% das receitas fiscais). • Muito reduzida capacidade de refino, resultando em importações onerosas. • Tensões étnicas e religiosas. • Insegurança, corrupção, restringindo o ambiente de negócios • Desemprego, pobreza, e sistemas de saúde e de ensino inadequados.
Argélia	<ul style="list-style-type: none"> • Forte posição financeira externa (muito baixa dívida externa, enormes reservas de moeda estrangeira). • Potencial nas áreas de energias renováveis e turismo. • Grandes reservas de petróleo e gás. • Políticas públicas voltadas para a diversificação económica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altamente dependente dos hidrocarbonetos e problemas no uso desse rendimento. • Linhas de fratura entre o governo e a população. • Elevada taxa de desemprego jovem. • Excessivo peso do setor público. • Burocracia e ambiente de negócios problemáticos.
Angola	<ul style="list-style-type: none"> • Produção de petróleo significativa e crescente. • Potencial económico considerável: diamantes, couro, ferro, ouro, agricultura, recursos hídricos. • Arranque da produção de gás natural liquefeito. • Apoio internacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Vulnerabilidade à contração dos preços do petróleo. • Controlo político e económico exercido por uma elite fortemente unida. • Infraestruturas deficientes. • Setor bancário fraco. • Altos níveis de desigualdade social e de desequilíbrios regionais.
Camarões	<ul style="list-style-type: none"> • Vastos recursos agrícolas, florestais, mineiros e energéticos; potencial turístico. • Economia relativamente diversificada em comparação com outros países exportadores de petróleo. • Dívida externa tornou-se mais fácil de gerir devido ao alívio da dívida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ritmo lento de reestruturação bancária, reformas e melhoria do clima de negócios. • Infraestruturas inadequadas. • Contas externas e públicas dependentes do petróleo. • A redução da pobreza revela-se difícil.

5.1.4. As Reservas Energéticas Nacionais

Portugal, juntamente com os países membros da UE, face aos acordos legais perante a AIE, comprometeu-se a manter uma reserva de 90 dias de Petróleo e produtos petrolíferos, por forma a promover a segurança energética, e como resposta a ruturas de abastecimento de petróleo [IEA, 2012].

Dois terços destas reservas são garantidos pelos operadores industriais e o restante terço pela Entidade Gestora de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos (EGREP)⁽⁹⁾. Os operadores e a EGREP também são obrigados a manter reservas de 30 dias de consumo de GPL, repartidas em 20 e 10 dias, respetivamente. Em condições específicas, os pequenos operadores podem delegar a sua obrigação na EGREP. Para apoiar a ação coletiva da AIE, o governo português pode libertar as reservas públicas, reduzir as obrigações dos operadores ou da indústria, ou fazer uma combinação de ambas as medidas. O procedimento para libertação das reservas está claramente definido, a DGEG e a Comissão de Planeamento Energético de Emergência (CPEE) são as entidades mais relevantes no processo e a decisão é do Ministro da Economia e do Emprego [Sebastião, 2013].

Relativamente ao Gás Natural, Portugal tem uma política de segurança obrigatória de reservas de gás, onde os fornecedores do mercado ou seja, (as entidades que importam e abastecem o país) são obrigados a manter reservas de 15 dias ininterrompíveis às centrais elétricas alimentadas a gás e 20 dias de abastecimentos ininterrompíveis para os outros consumidores (especialmente agregados familiares). Não existe um processo automático para a libertação das reservas de gás, esta só pode ser efetuada mediante decisão do ministro da economia e do emprego [IEA, 2011].

Cerca de 49% das reservas estratégicas de crude não estão armazenadas em Portugal, nem estão tão pouco próximas do território nacional. Na realidade, metades das reservas estratégicas nacionais de crude estão armazenadas próximo do mar báltico, no longínquo norte alemão. *“As razões que terão levado a tal opção prendem-se fundamentalmente com os custos de armazenagem. (...) A opção pode parecer racional, mas, assumindo a natureza*

⁽⁹⁾ A 16 de dezembro de 2013, o Governo alterou os estatutos da EGREP- Entidade Gestora de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolífero, mantendo a sua natureza jurídica de entidade pública empresarial, passando a denominar-se ENMC – Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis, E.P.E.

daquilo que deverá ser uma reserva estratégica é muito bizarro que a reserva não esteja, literalmente, à mão de semear e sob o controlo soberano do Estado português” [Inverbis, 2012].

No 2º trimestre de 2013 Portugal tinha reservas de gasóleo que garantiam 41 dias de consumo. No caso das gasolinas a reserva dão para 62 dias. Os fuelóleos têm reservas de 71 dias e o GPL 16 dias. As reservas de Gás Natural são geridas pela REN [ENMC, 2013].

Neste sentido, torna-se importante redefinir o mecanismo para a utilização das Reservas Estratégicas, tornando-o mais claro e agressivo. É necessário reequacionar a sua localização, a sua proximidade dos grandes centros de consumo de cada país europeu e a sua operacionalidade em caso de urgência e necessidade [Silva, 2007].

5.1.5. Organização do Setor Energético Nacional

O setor energético português concentra-se em torno de empresas de grande dimensão, como é regra geral em muitos outros países. Em Portugal como principais empresas podemos destacar a GALP Energia, a EDP- Energias de Portugal, a REN-Redes Energéticas Nacionais e a PARTEX *Oil and Gas*, esta última referenciada pela sua internacionalização. Em relação à organização do setor petrolífero nacional, a maior companhia portuguesa é a subsidiária da Galp Energia⁽¹⁰⁾, a Petrogal. Esta última controla o *midstream*⁽¹¹⁾ e o *downstream*⁽¹²⁾, doméstico petrolífero em Portugal e mantém atividades de produção no Brasil e em Angola. No presente, a Galp está a passar uma fase em que deixará de ser uma petrolífera regional que opera na refinação e distribuição para apostar no *upstream*⁽¹³⁾, ou seja, na produção [Leal, 2011a].

⁽¹⁰⁾ Detida em parte pelo Estado e por um conjunto de operadores internacionais de petróleo e gás.

⁽¹¹⁾ *Midstream*: É a fase em que as matérias-primas são transformadas em produtos prontos para uso específico (gasolina, diesel querosene, GLP, ...). São as atividades de refinamento.

⁽¹²⁾ *Downstream*: É a parte logística. Transporte dos produtos da refinaria até os locais de consumo. Compreendendo o transporte, distribuição e comercialização.

⁽¹³⁾ *Upstream*: Engloba as atividades de busca, identificação e localização das fontes de óleo, e ainda o transporte deste óleo extraído até as refinarias, onde será processado. Resumindo, são as atividades de exploração, perfuração e produção.

5.2. A Política Energética Nacional

A política energética é um ponto fundamental para o desenvolvimento e bem-estar social de qualquer país, devido à constante presença da energia em todos os setores de atividade. A energia tem uma dimensão estratégica cujo fornecimento constitui um serviço essencial. A Figura 5.46 sintetiza a envolvente energética nacional [Rodrigues, *et al.* 2011].

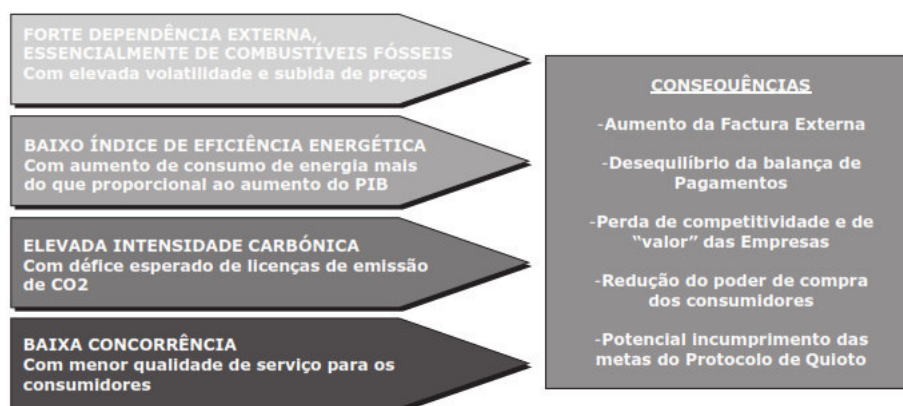


Figura 5.46 - Contexto da Área Energética Nacional [MEI, 2007].

Nos últimos anos, a política energética nacional, tem sido articulada no sentido de alcançar vários objetivos estratégicos, nomeadamente [Pulido, *et al.*, 2004]:

- Reduzir as importações de energia de forma a atenuar a dependência externa;
- Assegurar o fornecimento contínuo de energia a preços reduzidos;
- Promover o desenvolvimento de fontes energéticas endógenas, bem como apoiar a sua produção e gestão de forma descentralizada;
- Reduzir a dependência do petróleo e diversificar os seus fornecedores;
- Diversificar as fontes de energia e garantir a segurança de abastecimento;
- Diminuir o impacto ambiental provocado pela produção e utilização de energia;
- Reduzir a fatura energética;
- Aumentar a eficiência e a conservação energéticas;
- Promover diligências no sentido de dinamizar a prospeção e possível exploração de petróleo e de gás natural em território nacional;
- Apoiar a integração do mercado energético português no mercado de energia da UE;
- Aumentar a qualidade do serviço.

Das principais medidas assumidas nos últimos anos, pelos poderes públicos para concretizar os objetivos acima mencionados, destacam-se [Leal, 2011b]:

- 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 em Portugal;
- Liberalização e regulação dos mercados energéticos (gás natural, petróleo e eletricidade);
- Ampliação da capacidade hidroelétrica do país;
- Desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade;
- 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.

Reconhecendo-se a importância estratégica do setor energético para o aumento da competitividade da economia portuguesa seja “(...) (i) *através da redução da fatura energética*; (ii) *através de medidas para a proteção do ambiente, tendo em conta as alterações climáticas*; (iii) *através do contributo para a modernização tecnológica dos agentes económicos e das empresas*.” [Rodrigues, *et al.* 2011], o governo português em março de 2010, apresentou a Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE 2020), dando sequência aos objetivos estabelecidos no programa do governo, que tem como propósito reestruturar a economia portuguesa, promover o crescimento territorialmente equilibrado e criar emprego. A Estratégia propõe, em termos de ação, cinco eixos de atuação (e dez medidas) [Leal, 2011c].

5.2.1. A Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE 2020)

O Governo em março de 2010 definiu as grandes linhas estratégicas para o setor da energia, apresentando a Estratégia Nacional para a Energia, (aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril de 2010, que substitui a anterior Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro.) As opções de política energética assumidas na ENE 2020 estabelecem uma agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira do país. Partindo de uma aposta nas energias renováveis e da promoção integrada da eficiência energética, procura assegurar a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do setor energético, contribuindo para a redução de emissões de CO₂, gerando benefícios para a sociedade e

assegurando melhores condições de competitividade para a economia nacional. Os objetivos principais encontram-se no Anexo 6 [RCM, 2010].

A Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020) assenta sobre cinco eixos principais que nela se desenvolvem e detalham, traduzindo uma visão, um conjunto focado de prioridades e um enunciado de medidas que as permitem concretizar, encontrando-se mais em detalhe no Anexo 7 [RCM, 2010].

Eixo 1 – Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira.

- Procura dinamizar a economia, promovendo a criação de valor e emprego, apostando em projetos inovadores nas áreas das energias renováveis e da eficiência energética, e também promovendo a concorrência nos mercados através da consolidação do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), da criação do mercado ibérico do gás natural (MIBGAS) e da regulamentação do sistema petrolífero nacional e contribuindo para a maior independência energética e financeira face a choques energéticos externos.

Eixo 2 – Aposta nas energias renováveis.

- Procura promover o desenvolvimento de uma fileira industrial indutora, que permita atingir as metas de produção de energia renovável a que Portugal se comprometeu, bem como intensificar a diversificação das energias renováveis no conjunto das fontes de energias que abastecem o País (*mix* energético), possibilitando assim a redução da dependência externa, aumentando a segurança de abastecimento.

Eixo 3 – Promoção da eficiência energética.

- Procura cumprir o objetivo de redução de 20 % do consumo de energia final em 2020, não só através da aposta em medidas comportamentais e fiscais, como também em projectos inovadores, tais como os veículos eléctricos e as redes inteligentes, a produção descentralizada de energia com base renovável e a optimização dos modelos de iluminação pública e de gestão energética dos edifícios públicos, residenciais e de serviços.

Eixo 4 – Garantia da segurança de abastecimento.

- Tem como objetivo garantir a segurança de abastecimento, mantendo a política de diversificação do *mix* energético, tanto das fontes como das origens do abastecimento, bem como do reforço das infraestruturas de transporte e de armazenamento que permitam a consolidação do mercado ibérico em consonância com as orientações da política energética europeia.

Eixo 5 – Sustentabilidade económica e ambiental.

- Promove a sustentabilidade económica e ambiental como fator essencial para o sucesso da política energética, recorrendo a instrumentos da política fiscal, parte das verbas geradas no setor da energia pelo comércio de licenças de emissão de CO₂ e a outras receitas geradas pelo setor das renováveis, para a criação de um fundo de equilíbrio tarifário que permita continuar o processo de crescimento das energias renováveis.

5.2.2. Políticas do XIX Governo Constitucional

As mudanças políticas, nos últimos anos, implicaram o redirecionamento das políticas energéticas definidas no ENE 2020. No fundo, “o Programa do XIX Governo Constitucional (...) o Governo definiu uma nova política energética, (...) que deverá procurar ativamente atingir os seguintes objetivos [DGEG, 2014k]:

- *“Garantir fontes de energia final a preços relativamente competitivos, contribuindo para reduzir os custos intermédios das empresas e aumentar a sua competitividade nos mercados internacionais;*
- *Melhorar substancialmente a eficiência energética do País (redução em 25% do consumo até 2020), com o Estado como primeiro exemplo (redução de 30% do consumo até 2020), combatendo os desperdícios, contribuindo para a melhoria da balança de pagamentos e para um mais cabal cumprimento dos objetivos de sustentabilidade;*
- *Direcionar consumos para as fontes de energia que façam mais sentido para Portugal, quando considerada a balança de pagamentos, os custos relativos dessas fontes de energia e o valor acrescentado nacional de cada uma das opções;*
- *Garantir um modelo energético de racionalidade económica e incentivos verdadeiros aos agentes de mercado, adotando uma trajetória de redução dos défices tarifários, visando no médio prazo a sua eliminação e procedendo a uma sistemática e rigorosa reavaliação dos projetos de investimento existentes;*

- *Reforçar a diversificação das fontes primárias de energia, contribuindo para aumentar estruturalmente a segurança de abastecimento do País, diminuindo o risco do preço de determinadas commodities e melhorando os níveis de sustentabilidade;*
- *Assegurar o cumprimento dos objetivos de redução das emissões de gases com efeito de estufa;*
- *Reduzir a dependência petrolífera do País, objetivo que será alcançado através do reforço da utilização de biocombustíveis, da aposta no transporte coletivo de qualidade, e o investimento nos modos ferroviário e marítimo no transporte para a Europa;*
- *Promover a competitividade, a transparência dos preços, o bom funcionamento e a efetiva liberalização de todos os mercados energéticos (eletricidade, Gás Natural, combustíveis e restantes derivados do Petróleo);*
- *Apoiar o desenvolvimento e internacionalização das empresas do sector energético, com ênfase na fileira associada a tecnologias renováveis;*
- *A médio prazo, o Governo tem por objetivo conseguir que Portugal tenha a mais baixa intensidade na União Europeia;*
- *Mercados energéticos liberalizados, altamente competitivos, com mecanismos transparentes de fixação de preços e uma regulação estável e bem aplicada.”*

5.2.3. O Conceito Estratégico de Defesa Nacional

O Conceito Estratégico de Defesa Nacional (CEDN)⁽¹⁴⁾, define as prioridades do Estado relativamente à matéria de defesa, sendo parte integrante da política de defesa nacional. Nesse sentido, no conceito de ação estratégica nacional, surge um vetor denominado “Assegurar a autonomia energética e alimentar”, onde é denotada a importância da dependência energética, em que a ação estratégica nesse domínio deve passar pela execução das seguintes linhas de ação estratégica [CEDN, 2013]:

- *“Diminuir a dependência energética de Portugal do exterior e aproximá-la da média da UE (50%);*
- *Diversificar fontes de fornecimento e rotas energéticas;*
- *Tornar efetiva uma política de eficiência energética e apostar nos recursos endógenos do País com a dinamização de clusters competitivos na área das energias renováveis, em particular eólica, solar e biomassa;*

⁽¹⁴⁾ Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2013, e publicado em Diário da República, 1.ª série – N.º 67 de 5 de abril de 2013.

- *Otimizar os recursos hídricos;*
- *Rever a política de transportes, sector responsável pelo consumo de mais de um terço da energia primária e muito dependente do petróleo;*
- *Rever a política de gestão de reservas estratégicas de petróleo e gás e adequar a sua magnitude à intensidade das ameaças de interrupção de abastecimento;*
- *Impulsionar o potencial para a produção de biocombustíveis e promover uma política integrada de aproveitamento dos resíduos da floresta e dos resíduos urbanos que pode ajudar a transformar resíduos em recursos energéticos;*
- *Negociar a participação de Portugal em projetos de redes energéticas transeuropeias.”*

5.3. Metodologia de Avaliação da Segurança de Fornecimento Energético a Portugal

O estado de segurança de Portugal relativamente ao abastecimento de *crude* e gás natural, será detalhado neste subcapítulo pretendo-se fazer um estudo ao perfil de segurança destes principais tipos de combustíveis fósseis.

Com os riscos de segurança energéticos a serem cada vez mais presentes, diversificados, e complexos que no passado, tentar entender as vulnerabilidades dos países membros da AIE, requer uma análise rigorosa e abrangente. Para responder a este desafio, a AIE desenvolveu uma metodologia (MOSES - *Measuring Short-Term Energy Security*), que permite avaliar a segurança a curto prazo do fornecimento de energia aos países da AIE. Através desta metodologia foi realizado um estudo para o caso português, nas áreas de maior consumo de importação, como é o caso do *crude* e gás natural.

Esta metodologia utiliza 5 perfis de segurança energética, definidos pelas letras A, B, C, D e E, variando desde a letra A (um perfil com baixo risco e alta resiliência), até à letra E, (alto risco e baixa resiliência), conforme se pode verificar na Figura 5.47.

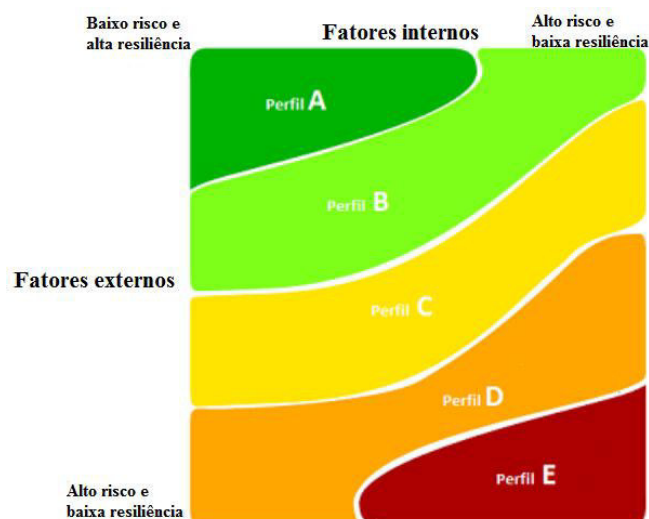


Figura 5.47 - Perfis de segurança energética definidos pela metodologia MOSES; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].

Crude

Para fazer a análise relativamente ao crude, com base em [IEA, 2011], elaborou-se a Tabela 5.9 com as seguintes categorias:

Tabela 5.9 - Categorias de valores para a avaliação do sistema energético relativo ao *crude*; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].

Dimensão	Indicador	Baixo	Médio	Alto
Risco externo	Dependência das importações	≤ 15%	40 - 65%	≥ 80%
Resiliência externa	Diversidade de fornecedores	> 0,8	0,3 - 0,8	< 0,3
	importação (pontos de entrada)	Portos 0 1	2 3 - 4	≥ 5
		Oleodutos 1 2	3 - 4 5 - 8	≥ 9
Resiliência doméstica	Níveis de reserva	≤ 15 dias	20 - 50 dias	≥ 55 dias

Para definir o indicador relativo à diversidade de fornecedores, foi utilizado o índice *Herfindahl-Hirschmann* (IHH), normalmente utilizado para a medição de concentração de mercado. Este índice é calculado através da soma dos quadrados das cotas de mercado individuais de todos os participantes (fornecedores) [Eiras, 2010].

O IHH é definido da seguinte forma:

$$IHH = \sum_{i=1}^N s_i^2$$

Em que N corresponde ao número de países fornecedores a Portugal, e S_i corresponde ao peso em percentagem do valor energético fornecido a Portugal por cada país fornecedor.

Assim, para definir o valor correspondente à diversidade de fornecedores de *crude* a Portugal, que em 2013 foram 13 países: Angola (36,5%), Camarões (11,5%), Arábia Saudita (8,4%), Cazaquistão (7,4%), Azerbaijão (7,1%), Nigéria (6,7%), Rússia (5,6%), Argélia (4,0%), Iraque (3,5%), Gana (3,4%), Brasil (2,4%), Guiné Equatorial (2,3%) e Líbia (1,3%), temos:

$$IHH = 0,36^2 + 0,115^2 + 0,084^2 + 0,074^2 + 0,071^2 + 0,067^2 + 0,056^2 + 0,04^2 + 0,035^2 + 0,034^2 + 0,024^2 + 0,023^2 + 0,013^2 = 0,17$$

De forma a obter o perfil de segurança relativo ao *crude* a Portugal, a AIE definiu as características necessárias para cada perfil de segurança, conforme a Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Perfis de segurança relativos ao *crude*; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].

Perfil	Valores necessários para cada perfil
A	• País exportador de <i>crude</i> ou importador de $\leq 15\%$ do consumo de <i>crude</i> .
B	• País importador de 40 - 65% do seu consumo de <i>crude</i> ou • País importador $\geq 80\%$ do seu consumo de <i>crude</i> e que tenha: • ≥ 5 portos, ≥ 55 dias de armazenamento de <i>crude</i> e alta diversidade de fornecedores (IHH $< 0,3$).
C	• País importador $\geq 80\%$ do seu consumo de <i>crude</i> e que tenha: • ≥ 5 portos, < 50 dias de armazenamento de <i>crude</i> e alta diversidade de fornecedores (IHH $< 0,3$), ou • 2 - 4 portos, > 20 dias de armazenamento de <i>crude</i> e alta diversidade de fornecedores (IHH $< 0,3$).
D	• País importador $\geq 80\%$ do seu consumo de <i>crude</i> e que tenha: • 2 - 4 portos, ≤ 15 dias de armazenamento de <i>crude</i> e alta diversidade de fornecedores (IHH $< 0,3$), ou • 2 portos ou 3 oleodutos, ≥ 15 dias de armazenamento de <i>crude</i> e baixa diversidade de fornecedores (IHH $> 0,8$), ou • 1 porto ou 1 - 2 oleodutos e que tenha: • média a alta diversidade de fornecedores (IHH $< 0,8$), ou • ≥ 55 dias de armazenamento e baixa diversidade de fornecedores (IHH $> 0,8$).
E	• País importador $\geq 80\%$ do seu consumo de <i>crude</i> e que tenha: • 1 porto ou 1 - 3 oleodutos e ≤ 15 dias de armazenamento de <i>crude</i> , ou • 1 - 2 oleodutos, baixa diversidade de fornecedores e < 50 dias de armazenamento de <i>crude</i> .

De acordo com a tabela anterior, visto que Portugal tem:

- Diversidade de fornecedores alta: (IHH $< 0,3$);
- Dependência das importações alta = 100%;
- Stock de *crude* médio (20-50 dias);
- Infraestruturas de importação média (2 portos).

Após esta análise, o perfil de segurança de Portugal relativo ao *crude* é o **C**.

Gás natural

Para a análise relativamente ao gás natural, com base em [IEA, 2011], foi elaborada a Tabela 5.11 com as seguintes categorias:

Tabela 5.11 - Categorias de valores para a avaliação do sistema energético relativo ao gás natural; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].

Dimensão	Indicador	Baixo	Médio	Alto	
Risco externo	Dependência das importações	≤ 10%	30 - 40%	≥ 70%	
Resiliência externa	Diversidade de fornecedores	> 0,6	0,3 - 0,6	≤ 0,3	
	Infraestruturas de importação (pontos de entrada)	Portos	0	1 - 2	≥ 3
		Gasodutos	1 - 2	3 - 4	≥ 5
Resiliência doméstica	Capacidade de envio para a rede	< 50%	50% - 100%	> 100%	

Em 2013 Portugal recebeu gás natural principalmente dos países: Nigéria (46%), Argélia (31%) e outros (23%). Assim, para definir o valor correspondente à diversidade de fornecedores de gás natural a Portugal temos:

$$IHH = 0,46^2 + 0,31^2 + 0,23^2 = 0,36$$

De forma a obter o perfil de segurança relativo ao gás natural a Portugal, a AIE definiu as características necessárias para cada perfil de segurança, conforme a Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Perfis de segurança relativos ao gás natural; Elaborado pelo autor, com base em [IEA, 2011b].

Perfil	Valores necessários para cada perfil
A	<ul style="list-style-type: none"> País exportador de gás natural ou importador de ≤ 10% do consumo de gás natural ou País importador de 10% - 40% e tenha ≥ 5 gasodutos, ≥ 3 terminais GNL e alta diversidade de fornecedores.
B	<ul style="list-style-type: none"> País importador de ≥ 70% do seu consumo de gás natural e tenha: <ul style="list-style-type: none"> ≥ 5 gasodutos e/ou ≥ 3 terminais GNL, com alta diversidade de fornecedores (IHH ≤ 0,3) e capacidade de emissão à rede ≥ 50% da procura de ponta diária.
C	<ul style="list-style-type: none"> País importador ≥ 70% do seu consumo de gás natural e que tenha: <ul style="list-style-type: none"> ≥ 5 gasodutos e/ou ≥ 3 terminais GNL, com alta diversidade de fornecedores (IHH ≤ 0,3) e capacidade de emissão à rede < 50% da procura de ponta diária, ou 3-4 gasodutos e/ou 1-2 terminais GNL, com média a alta diversidade de fornecedores (IHH ≤ 0,6) e capacidade de emissão à rede ≥ 50% da procura de ponta diária, ou ≤ 4 gasodutos ou ≤ 2 terminais GNL, com baixa a média diversidade de fornecedores (IHH > 0,3) e capacidade de emissão à rede ≥ 100% da procura de ponta diária.
D	<ul style="list-style-type: none"> País importador ≥ 70% do seu consumo de gás natural, com 3-5 gasodutos e/ou 1-2 terminais GNL e que tenha: <ul style="list-style-type: none"> média a alta diversidade de fornecedores (IHH ≤ 0,6), com uma capacidade de emissão à rede < 50% da procura de ponta diária, ou baixa a média diversidade de fornecedores (IHH > 0,3), e uma capacidade de emissão à rede ≥ 50% da procura de ponta diária.
E	<ul style="list-style-type: none"> País importador ≥ 70% do seu consumo de gás natural e que tenha: <ul style="list-style-type: none"> 3-4 gasodutos e/ou 1-2 terminais GNL, com baixa diversidade de fornecedores (IHH > 0,6) e capacidade de emissão à rede < 50% da procura de ponta diária.

De acordo com a tabela anterior, visto que Portugal tem:

- Diversidade de fornecedores média: (IHH 0,3-0,6);
- Dependência das importações alta = 100%;

- Capacidade de envio para a rede alta $\geq 100\%$;
- Infraestruturas de importação média (1 gasoduto e 1 terminal GNL).

Por fim conclui-se que o perfil de segurança de Portugal relativo ao gás natural é o **C**.

5.4. Síntese e Considerações do Cenário Energético Nacional

Como já foi anteriormente referido, o atual cenário energético nacional tem-se caracterizado por uma forte dependência externa 71,5% em 2013 de fontes primárias de origem fóssil: petróleo, gás natural e carvão. Aliada a uma escassez de recursos próprios, o país fica mais vulnerável às flutuações dos preços internacionais, principalmente do petróleo, que ainda mantém um papel essencial na estrutura de abastecimento, tendo representado em 2012 um valor de 43,6% do consumo total de energia primária. Esta escassez de recursos fósseis tem levado Portugal a tomar medidas de forma a aumentar a contribuição das energias renováveis: eólica, solar, hídrica, geotérmica e biomassa.

Portugal de recursos endógenos, não possui de fontes energéticas primárias, das quais é dependente: petróleo, carvão e gás natural, onde apenas faz a refinação, armazenagem e distribuição dos produtos petrolíferos e do gás natural, tal como não produz eletricidade através de centrais nucleares. Atualmente tem como recursos energéticos endógenos, os provenientes das energias renováveis: eólica, solar, geotérmica, hídrica, biomassa, biocombustíveis e energia das ondas. Devido a esta carência de fontes energéticas primárias não renováveis, Portugal possui uma elevada dependência energética externa. Contudo é importante salientar que desde 2005 o consumo tem vindo a diminuir principalmente o petróleo, apoiado pela produção à base de energias renováveis, com destaque para a energia eólica, permitindo que a dependência energética desde essa data tenha vindo a reduzir, de 88,8% em 2005 para 71,5% em 2013.

Quanto ao consumo da energia primária em Portugal, tem-se verificado nos últimos anos um ligeiro decréscimo, muito devido à contribuição das energias renováveis, que entre o ano de 2000 a 2012 cresceram 6,1%, acompanhando o aumento do consumo de gás natural em cerca de 10,4% e um decréscimo do consumo de petróleo no mesmo período em cerca de 18%. Esta mudança de paradigma deveu-se essencialmente à introdução do gás natural em Portugal, juntamente com as políticas de investimento em energias renováveis, no sentido

do aproveitamento dos recursos endógenos, contribuindo para a redução que se tem verificado da dependência energética externa nos últimos anos.

Relativamente à origem do petróleo bruto em 2013, dos 13 países fornecedores a Portugal, Angola foi o principal mercado de origem das importações portuguesas (36,5%), seguindo-se os Camarões (11,5%), a Arábia Saudita (8,4%) e o Cazaquistão (7,4%), totalizando 63,8% do total das importações. É de salientar que dos quatro principais fornecedores de *crude*, e segundo o *country rating* [COFACE, 2014], Angola, como principal abastecedor a Portugal está classificado, como um país de elevado risco, tendo obtido classificação D, considerado como um país que apresenta uma situação política e económica de elevada incerteza e insegurança e um ambiente de negócios bastante difícil, com probabilidade de impactos significativos no comportamento de trocas e de pagamentos das empresas. É de todo importante referir que esta classificação é generalista a nível internacional, e que os laços históricos e comerciais que unem Angola a Portugal podem contribuir para uma relação comercial mais positiva. A diversidade de fornecedores, torna-se um contributo para a segurança deste combustível fóssil. Através do método MOSES, Portugal obteve o nível de segurança C.

Quanto à origem do gás natural em 2013, segundo a [GALP Energia, 2014], os principais países que forneceram essa fonte primária a Portugal foram a Nigéria (46%) e a Argélia (31%), tendo os restantes 23% sido adquiridos no mercado *spot*. Destes dois principais fornecedores a Portugal, e segundo o *country rating* [COFACE, 2014], a Nigéria obteve a classificação D, considerado um país de muito alto risco (*Very High Risk*), enquanto a Argélia obteve a classificação B, considerado um país que apresenta incertezas políticas, económicas e um ambiente de negócios que ocasionalmente poderá afetar o comportamento de pagamentos e trocas das empresas. Comparando com a diversidade de fornecedores de petróleo a Portugal é de salientar que 77% do gás natural importado, proveio de apenas dois países, identificando-se ser importante tomar medidas de forma a aumentar a segurança energética deste combustível fóssil. Medidas essas que podem passar pela aquisição de novos fornecedores, de forma a diversificar a oferta, bem como em investimento em novas infraestruturas de GNL, que devido às recentes técnicas de exploração de *shale gas*, poderão criar uma nova oportunidade a Portugal, de poder vir a tornar-se uma “porta de entrada” deste combustível para a Europa.

Portugal, juntamente com os países membros da UE e face aos acordos legais perante a AIE, comprometeu-se a manter reservas gás natural, petróleo e produtos petrolíferos, por forma a promover a segurança energética, e como resposta a ruturas de abastecimento. No entanto é importante salientar, a necessidade de aumentar as reservas nacionais, para valores próximos da média da UE, bem como procurar aproximar as reservas estratégicas de *crude*, que se encontram armazenadas próximo do mar báltico, junto à Alemanha, de forma a prevenir eventuais constrangimentos geopolíticos.

A nível das políticas energéticas nacionais, ao ser reconhecida a importância estratégica do setor energético para o aumento da competitividade da economia portuguesa, o governo português tem vindo a apresentar estratégias vocacionadas para a energia, dispondo atualmente de uma política energética que visa garantir fontes de energia final a preços competitivos, procurando melhorar a eficiência energética, direcionando os consumos energéticos para fontes renováveis. Com estas ações pretende-se garantir um modelo energético de racionalidade económica e de verdadeiros incentivos aos agentes de mercado, reforçando a diversificação das fontes primárias de energia, assegurando que sejam cumpridos os objetivos de redução das emissões de CO₂, reduzindo a dependência que o país tem do petróleo, promover a liberalização de todos os mercados energéticos, apoiar o desenvolvimento e internacionalização das empresas do setor energético, principalmente as associadas a tecnologias renováveis. Estas medidas visam atingir o objetivo de que Portugal venha a ter a mais baixa intensidade da UE.

Já em 2013, o CEDN, definiu as prioridades do Estado, relativamente à matéria de defesa, surgindo um vetor denominado “Assegurar a autonomia energética e alimentar”, que tem como linhas de ação estratégica, procurar diminuir a dependência energética do exterior, diversificar as fontes de fornecimento e rotas energéticas. Assim como apostar numa política de eficiência energética, tal como nos recursos endógenos, otimizar os recursos hídricos, rever a política de transportes, que tem grande peso no consumo da energia primária. Também deverá rever a política de gestão das reservas estratégicas, impulsionar a produção de biocombustíveis, promover o aproveitamento dos resíduos, para produção de energia e promover a participação de Portugal nos projetos de redes energéticas transeuropeias.

Por forma a compreender a possível evolução das políticas energéticas nacionais, no próximo capítulo serão estudados vários cenários exequíveis a longo prazo, tendo em conta as possíveis estratégias optadas para o setor energético.

Capítulo 6 : Proposta de Estratégia de Segurança Energética para Portugal

6.1. Introdução

Uma forma de se poderem definir estratégias a médio-longo prazo no âmbito do setor energético português, é através do estudo de possíveis cenários, por forma a mitigar os riscos e incertezas e obter propostas alternativas consoante a conjuntura que o futuro reserva.

Se queremos definir uma Estratégia de Segurança Energética para Portugal, a pensar no século XXI, esta terá que englobar três vetores essenciais:

- Um vetor de **redução da dependência energética do exterior**, através da exploração de fontes energéticas endógenas e de maior eficiência na utilização da energia que o país importa;
- Um vetor de **segurança de abastecimento energético**, procurando mitigar os riscos de interrupção de abastecimento a Portugal, tanto dos países que nos fornecem energia, quer por ataques aos meios de transporte dessa energia ao país;
- Um vetor de **autonomia estratégica**, procurando limitar os meios de pressão por parte dos fornecedores de energia sobre atuações externas de Portugal, e também usar a dependência energética externa do país como alavanca para reforçar parcerias energéticas importantes para o século XXI [Rodrigues, *et al.* 2011].

6.2. Definição do Problema

Por não existir nenhuma combinação de soluções destes três vetores, que se permita considerar a única possível e desejável a longo prazo, é necessário proceder à elaboração de possíveis cenários estratégicos, tendo em consideração quatro pontos-chave: 1) avaliação dos riscos de instabilidade dos atuais fornecedores energéticos a Portugal; 2) opções de novos fornecedores e parceiros energéticos; 3) o papel que Portugal pode desempenhar para a segurança energética a nível internacional; 4) as opções do país para atenuar a sua dependência energética. Por forma a obter respostas fundamentadas e credíveis para estes

quatro pontos-chave, optou-se por aceder à opinião de um grupo de onze peritos, ver Anexo 8, com fortes conhecimentos em matéria de segurança energética. O exercício procurou isolar as questões dos três vetores, estando o resultado das observações às perguntas, resumido do seguinte modo:

1 - Riscos de Instabilidade dos Atuais Fornecedores de Energia a Portugal

Estes riscos têm origem nos seguintes países principalmente:

- Argélia – Riscos relacionados com uma possível mudança de ordem política interna antes de 2015, em favor das forças islamitas anti-ocidentais, e ainda a possibilidade de intensificação no interior do país de atos terroristas, com possíveis impactos nas infraestruturas energéticas.
- Nigéria – Riscos de instabilidade num curto horizonte temporal, por via do reacender dos conflitos étnicos no delta do Níger, onde se encontram infraestruturas energéticas de grande relevância. Ainda a não existência de uma governação credível e de um regime socialmente incoerente relativamente à distribuição dos rendimentos, e às rendas dos recursos energéticos, poderá conduzir a agitações políticas geradas por tensões de ordem social e religiosa.

2 - Critérios nas Opções de Novos Fornecedores e Parceiros Energéticos

A necessidade de diversificar os fornecimentos passa por estas três vertentes:

- Novos Fornecedores – Portugal deveria apostar em novos fornecedores do Golfo Pérsico, Rússia e Irão, dando também importância aos Países Africanos de Língua Oficial Portuguesa (PALOP), como Angola e Moçambique.
- Novos Parceiros Energéticos – Portugal deveria dar prioridade às *NOC* dos países produtores do Atlântico Sul (Brasil e Angola).
- Parcerias Empresariais – Portugal deveria apostar nas empresas do sul da Europa, (Itália e Espanha), e também das anglo-saxónicas.

3 - Papel da Energia e Segurança quanto ao Relacionamento Internacional de Portugal

A relevância do país foi considerada no seguinte modo:

- Portugal deveria desempenhar um papel na proteção de zonas estratégicas, relativas à segurança energética, tendo sido definida como prioridade a garantia de segurança das rotas marítimas (no Estreito de Gibraltar, Golfo da Guiné, Somália e Canal do Suez), tal como deveria estabelecer diversificadas parcerias com outros Estados, principalmente o Brasil e Angola.
- Portugal também poderia desempenhar funções relativas à segurança do abastecimento europeu, através dos terminais de desgaseificação, com a criação de interligações da Península Ibérica para a Europa. Quanto a estratégias de segurança para a Europa, foi decidido que a melhor opção é recorrer ao fornecimento pelo Atlântico e Mediterrâneo.

4 - Redução da Dependência Energética

As opções do país para atenuar a sua dependência deverão ser as seguintes:

- Portugal deveria apostar nos setores de transporte ferroviários e veículos elétricos, com forma a obter ganhos de eficiência energética a curto e longo prazo.
- Quanto à produção de eletricidade, Portugal deveria apostar no desenvolvimento de novas tecnologias voltadas para as energias renováveis, nomeadamente a energia das ondas.

Como continuidade desta temática, e para permitir a elaboração de possíveis cenários para a segurança energética portuguesa num horizonte temporal até 2030, foram definidos os seguintes pressupostos.

- Continuação de ritmos de crescimento rápidos/moderados das economias emergentes Asiáticas;
- Reforço do poder contratual por parte dos fornecedores de gás natural e petróleo, e uma diminuição dos instrumentos político/económicos de regulação do preço do petróleo;
- Manutenção de um nível elevado do preço do petróleo, levando uma dissociação do preço do gás relativamente ao petróleo;
- Elevada probabilidade de agitações geopolíticas e possíveis conflitos militares nas principais zonas produtoras regionais da Europa (Norte de África), podendo

conduzir a picos do preço de gás natural e petróleo, e eventualmente a interrupções temporárias de abastecimento;

- O aparecimento lento de novas tecnologias que permitam maior eficiência na utilização de combustíveis fósseis, juntamente com a escolha mais diversificada de fontes energéticas primárias;
- Dificuldade em obtenção de capital que permitam investimentos em grandes infraestruturas;
- Entraves na subsídio de investimentos em energias renováveis, devido a imposições de consolidação orçamental, e pela necessidade de maior apoio na área social;
- Continuação de políticas que procurem usar as áreas da mobilidade e da energia sustentável como áreas em que Portugal tenha capacidade de inovar a nível internacional, tornando-se mais atrativo para investidores internacionais dessas áreas, de modo a obter oportunidades de exportação líquida.

Devido aos vários níveis definidos anteriormente, relativos à questão da Segurança Energética em Portugal, foram consideradas “**Quatro Incertezas**”, que correspondem a quatro níveis diferentes, que podem dar lugar a opções que definam soluções distintas para a Estratégia de Segurança Energética. As quatro incertezas consideradas foram:

1.ª Incerteza – Económicas e tecnológicas de Portugal nos setores energéticos

- **Gaseificação diversificada:** Portugal daria a prioridade ao gás natural como base principal para produção de eletricidade, através da produção centralizada em centrais de ciclo combinado ou produção descentralizada em cogeração de calor e eletricidade, através de células de combustível estacionárias. Também deveria usar um sistema de produção de energia, combinando central hidroelétrica de albufeira e energia eólica para bombagem, fornecendo uma importante parte da oferta de eletricidade, para responder às horas de ponta do diagrama de cargas, as quais poderiam ser complementadas através da utilização de novas formas de energia renovável (eólica e das ondas). Outra situação seria utilizar armazenamento energético sob a forma de hidrogénio (a usar nos transportes públicos); as tecnologias de captação e sequestração de carbono entrariam num setor energético assente no gás natural.

- **Descarbonização Radical:** Abraçando a continuação da prioridade nas energias renováveis na oferta de eletricidade, conduzindo-a diretamente para rede através de um grande investimento em *smart grids*, com uma estrutura orientada de forma a diminuir o peso do gás natural (para já não falar do carvão), poder-se-ia levar em consideração a entrada da eletricidade nuclear, através de uma cooperação ibérica.

2.^a Incerteza – Contribuição de Portugal no abastecimento energético da Europa

- **Interconexões Ibéricas:** Onde a Península Ibérica teria o papel de “ilha energética” da Europa, graças ao investimento de novas interconexões com a França, permitindo receber eletricidade proveniente da energia nuclear.
- **Interconexões Europeias:** Onde a Península Ibérica funcionaria como “porta de entrada” para a Europa em abastecimento de gás natural ou eletricidade de origem renovável, produzida na Península Ibérica e no Norte de África.

3.^a Incerteza – Parcerias Empresariais de Portugal no Setor Energético

- **Parcerias de Proximidade:** Dada prioridade aos acordos com Espanha, com o espaço lusófono (Angola e Brasil) e no Magreb (Líbia e Argélia).
- **Parcerias de Globalização:** Dada prioridade a parcerias na área da energia, com operadores globais europeus ou árabes.

4.^a Incerteza – Papel da segurança energética na equação mais geral da segurança e das alianças internacionais de Portugal

- **Pontual:** Portugal apoiaria os aliados europeus em intervenções em *choke points* (pontos de estrangulamento, como por exemplo na Somália), por forma a reforçar a segurança de abastecimento à Europa.
- **Estruturante:** Portugal teria um papel relevante quanto à segurança do abastecimento energético da Europa, através da aliança que tem com os EUA.

Partindo destas quatro incertezas, e as respetivas configurações, resulta uma “árvore combinatória” com 16 caminhos políticos diferentes para o país relativos à segurança energética, de acordo com a Figura 6.1. Dessas várias hipóteses foram selecionadas quatro, definindo-se como escolhas coerentes e plausíveis.

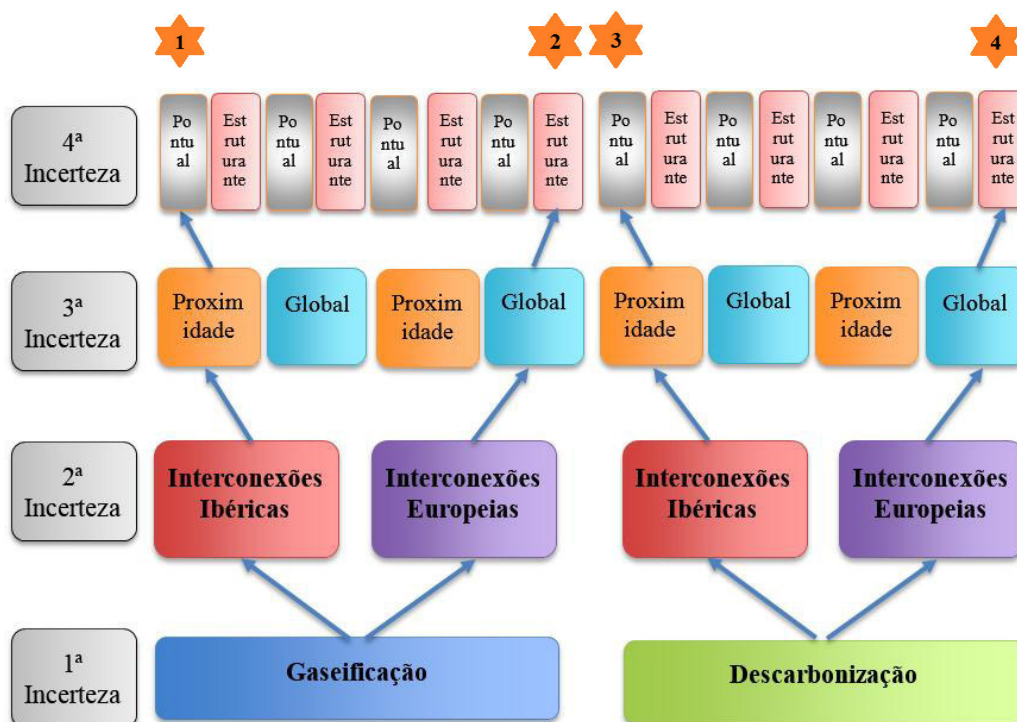


Figura 6.1 - “Árvore Combinatória” com os quatro cenários seleccionados; Elaborado pelo autor, com base em [Rodrigues, *et al.* 2011].

De seguida são apresentados resumidamente cada um dos quatro possíveis Cenários.

Cenário 1 – (Gaseificação + Interconexões Ibéricas + Proximidade + Pontual)

- Neste “Cenário”, Portugal, devido à necessidade de consolidação orçamental, viu-se obrigado a abandonar a prioridade que tinha dado às energias renováveis, levando o setor energético a centrar-se na produção de energia elétrica com base no gás natural em centrais de ciclo combinado. Usaria também a combinação central hidroelétrica de albufeira e energia eólica para bombagem, fornecendo uma importante parte da oferta de eletricidade, por forma a responder às pontas do diagrama de cargas, as quais seriam ser complementadas com a utilização de novas formas de energia renovável (eólica e das ondas), permitindo também o armazenamento energético sob a forma de hidrogénio (a usar nos transportes públicos); apenas em fase experimental, entrariam num setor energético assente no gás natural as tecnologias de Captação e Sequestração de Carbono;
- A União Europeia, face às prioridades de financiamento para reestruturação da dívida dos Estados Periféricos e recapitalização de bancos, não obteve consenso nem financiamento que permitisse avançar com a construção dos corredores prioritários

definidos em 2010, além do desinteresse em investimentos por parte da França em novas interconexões, levando a que a Península Ibérica se mantivesse como uma “ilha energética” da Europa;

- Após o desinteresse demonstrado por parte da União Europeia, Portugal procuraria parcerias estratégicas com Angola, Brasil e Guiné Equatorial, procurando abastecimentos de gás natural e petróleo existentes nas bacias energéticas destes Estados, levando as empresas energéticas e bancos portugueses a abrirem o seu capital a capitais angolanos, brasileiros e chineses, para que estas não fiquem tão dependentes das grandes empresas energéticas europeias.
- Portugal evitaria criar alianças com os EUA no Atlântico Sul e em África, por forma a não desagradar aos seus três novos parceiros energéticos.

Cenário 2 – (Gaseificação + Interconexões Europeias + Global + Estruturante)

- Com base neste “Cenário”, Portugal daria a prioridade ao gás natural como base principal para produção de eletricidade, através da produção centralizada em centrais de ciclo combinado ou produção descentralizada em cogeração de calor e eletricidade, através de células de combustível fixas, localizadas nas principais cidades;
- Uma vez que os EUA, com a utilização em larga escala do *shale gas* no seu mercado interno, tornar-se-iam menos competitivos aos fornecimentos das bacias energéticas do Atlântico Sul, levando a que a Europa se voltasse mais para o Atlântico por forma a obter gás natural, levando a Península Ibérica a funcionar como “porta de entrada” para a Europa, desempenhando um papel importante através dos seus terminais de GNL. Portugal construiria um novo terminal de receção de GNL em parceria com o Qatar, e a GALP com o apoio da STATOIL norueguesa, continuaria a prospeção de petróleo e gás natural no *deep offshore* português;
- Devido à necessidade de ajustamento estrutural e consolidação orçamental, o entusiasmo pelas energias renováveis iria reduzir-se em Portugal, pela dificuldade em subsidiar este tipo de energia, tendo passado a concentrar-se em tecnologias que permitam o “fecho do ciclo do carbono” e na utilização do gás natural sem recorrer à queima, com a colaboração tecnológica dos EUA e do Fundo Soberano dos Emirados Árabes Unidos;

- Nas décadas seguintes a 2030, Portugal, com a aposta na exploração dos oceanos e dos recursos submarinos procurou reforçar a aliança com os EUA, permitindo a construção no seu território de várias instalações do comando militar AFRICOM, e em contrapartida participaria em projetos de vanguarda dos EUA para produção de eletricidade, (tais como a produção de eletricidade solar no espaço e a sua transmissão *wireless* para a terra).

Cenário 3 – (Descarbonização + Interconexões Ibéricas + Proximidade + Pontual)

- Depois do insucesso verificado com a energia renovável, devido ao custo de investimento nas instalações que serviam de *back up* face à intermitência existente nas energias renováveis eólicas, Portugal, em parceria com a Espanha, propôs a construção de uma central nuclear de 3.^a geração em Trás os Montes, construída pelo consórcio EDF/AREVA, após a EDF e UNION FENOSA terem entrado como acionistas da EDP. No entanto, as centrais de ciclo combinado continuariam a ter um papel importante na rede elétrica ibérica.
- Através da produção de eletricidade nuclear, e o seu menor custo associado, começou a fazer-se uma transição para a mobilidade elétrica urbana, com base no aproveitamento da capacidade de produção centralizada de eletricidade, que permitiria efetuar de noite o carregamento, tanto de baterias como de *kits* de produção descentralizada de hidrogénio por forma a alimentar veículos elétricos a células de combustível.
- Portugal também reforçou a sua parceria com a França, tendo o Qatar como parceiro da GDF, tornando-se fornecedor de gás natural à Galp, que entretanto passara a controlar a maioria das centrais em Portugal de ciclo combinado;
- Esta aproximação a França, que entretanto se tinha transformado no principal aliado europeu dos EUA no Médio Oriente/Golfo Pérsico, levou Portugal a envolver-se em funções da NATO, mais relacionadas com a segurança à pirataria de rotas marítimas à entrada do Mediterrâneo e em África.

Cenário 4 – (Descarbonização + Interconexões Europeias + Global + Estruturante)

- Portugal, depois de alguns anos de redução em investimento nas energias renováveis, volta a retomar como uma prioridade, através de um grande projeto europeu, liderado pela Alemanha, com o intuito de transformar a Península Ibérica e o Norte de África

numa base produtora de eletricidade a partir de energia solar térmica (projeto DESERTEC), tendo sido um dos principais fornecedores de componentes de vidro para esse projeto, muito graças ao investimento alemão;

- Portugal também decidira utilizar os fundos estruturais 2014/2020 de forma a alterar o seu sistema energético no sentido de descarbonização radical, sem recorrer ao nuclear, passando a ser um modelo de referência para os ecologistas, que na altura seriam o maior partido político alemão;
- A produção de eletricidade centralizada a partir do gás natural, não teve o desenvolvimento previsto, passando a ser uma complementaridade para o sistema elétrico português, ao invés da produção hidroelétrica que permitiu reforçar a rede nacional, e transferir parte da oferta para redes locais para utilização residencial, acompanhada pela cobertura por *smart grids*;
- O consumo do petróleo foi reduzido substancialmente no setor dos transportes, graças à difusão precoce no uso do transporte público coletivo e também do uso individual de viaturas elétricas a células de combustível, usando o hidrogénio obtido através de eletricidade de origem eólica e das ondas, difusão essa que contou com uma parceria com a França e o Japão;
- Portugal tinha o abastecimento de petróleo garantido através da aliança com a França (TOTAL) e com o Brasil (Petrobras), e quanto ao gás natural, este seria assegurado através da aliança com os Emirados Árabes Unidos;
- Com este Cenário apesar de depender cada vez menos do petróleo, Portugal passou a ter todo o interesse em participar juntamente com os EUA, na segurança do Médio Oriente e do Mediterrâneo.

Depois de verificados estes quatro possíveis cenários para Portugal a médio-longo prazo, de seguida vai-se procurar soluções para o país a curto prazo, tendo em vista as últimas alterações às políticas das energias renováveis.

6.3. Soluções Propostas para a Situação Energética Nacional

Portugal só conseguirá melhorar a sua situação económica e energética, apostando nos seus recursos endógenos, dado que se tem verificado na última década que o *mix* nacional de energias renováveis tem sido assente essencialmente na produção da hídrica e eólica. Tendo em conta a oportunidade prevista na ENE-2020, a nova aposta de desenvolvimento é na energia solar: térmica e fotovoltaica em larga escala, Figura 6.2.

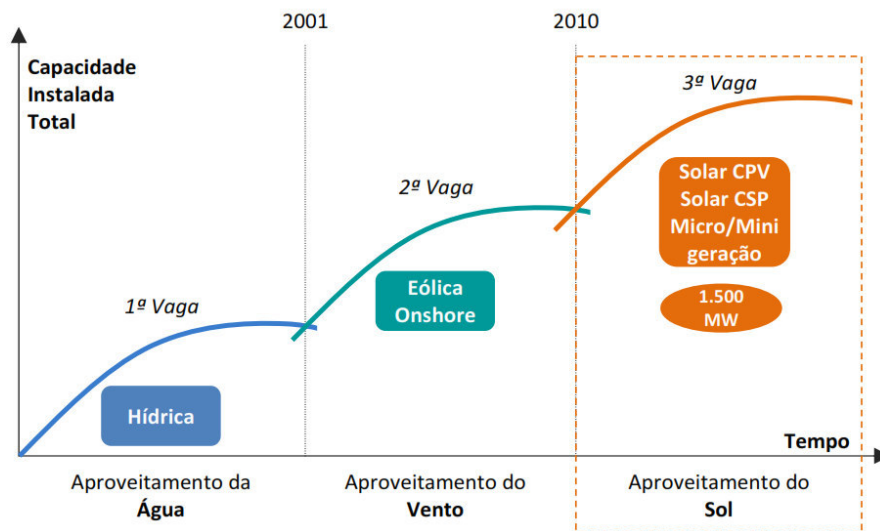


Figura 6.2 - Vagas de desenvolvimento da Política de Renováveis em Portugal [Silva, 2010].

Desta forma, de acordo com a Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020), definida pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril, é delineada a aposta na energia solar que deverá passar pelo desenvolvimento da minigeração, microgeração, solar térmica, fotovoltaica e novas tecnologias.

As medidas previstas na ENE 2020, relativas à energia solar são:

- Instalar 1500 MW até 2020, de acordo com a evolução das diferentes tecnologias;
- Atualizar o Programa de microgeração e introduzir um programa de minigeração destinado a projetos com potências até 250 MW em função das tecnologias;
- Atribuir potência para projetos de demonstração em concentração solar, como base para a criação de um *cluster* industrial neste domínio;
- Prosseguir a aposta no solar térmico.

Atualmente a atividade de produção descentralizada de energia elétrica é regulada pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, através de unidades de miniprodução, e pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro e pelos Decretos-Lei n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.

O governo com estas medidas procurava, novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica, acomodando-se a figura de produtor-consumidor de energia elétrica em baixa tensão (ou do produtor em autoconsumo) no âmbito do Sistema Elétrico Independente, e permitindo-se ainda a existência de ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica, na perspetiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede.

No entanto, o regime da produção em autoconsumo não teve a aceitação esperada, verificando-se após a publicação do referido Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, que eram poucas as unidades com estas características que se encontravam registadas. A imaturidade da tecnologia desincentivava a realização de investimentos avultados que tivessem como única contrapartida o custo evitado com a aquisição da energia elétrica à rede. Assim, a aposta neste tipo de tecnologia apoiou-se antes na atribuição de uma remuneração bonificada da totalidade da energia produzida, que permitisse aos promotores a recuperação dos montantes investidos.

A produção descentralizada através de unidades de miniprodução e de microprodução têm demonstrado, no entanto, que a evolução tecnológica permite hoje em dia desenvolver projetos com recurso a menor investimento, tendo justificado a adequação da respetiva remuneração da energia proveniente destas unidades de produção.

Com a descida progressiva das tarifas remuneratórias para a venda de electricidade à rede nos últimos anos, o solar fotovoltaico tornou-se menos atractivo para os consumidores. O cenário obrigou o sector a reflectir sobre o seu posicionamento, encontrando no autoconsumo uma nova oportunidade.

Desta forma, de maneira a incentivar o autoconsumo, o governo português publicou a 20 de outubro de 2014 em Diário da República o Decreto-Lei nº 153/2014, o qual indica que partir de Janeiro, o autoconsumo passa a ter um novo enquadramento jurídico em Portugal, que regulamente a produção de electricidade destinada ao autoconsumo e à venda à rede, procurando ser mais atrativo, por forma a trazer uma mudança de paradigma.

O que vai mudar com o Decreto-Lei nº 153/2014 [DR, 2014]:

- Passa a ser possível produzir energia para consumo próprio através das UPAC (unidades de produção para autoconsumo). Os regimes de microprodução e miniprodução sofrem alterações e passam a ser designados por UPP (unidades de pequena produção). As UPAC e UPP são designadas em conjunto por unidades de produção (UP). Independentemente da dimensão do sistema é obrigatório um seguro de responsabilidade civil.
- O autoconsumo permitirá produzir localmente a energia individual e contribuir diretamente para o abatimento dos custos energéticos da habitação/empresa.
- Caberá ao produtor escolher se quer ou não injectar na rede energética de serviço público (RESP) a energia não consumida.
- Os sistemas que tenham uma potência até 1,5 kW não necessitam de contador. A partir dessa potência o contador é obrigatório. Mas para ambos os casos, se o produtor quiser vender o excedente produzido é necessário certificado de exploração e contador.
- O diploma prevê, para as UPAC com potências superiores a 1,5kW com ligação à rede, o pagamento de uma compensação, cujo objectivo é recuperar uma parcela dos CIEG (Custos de Interesse Económico Geral) na tarifa de uso global do sistema, mas só se torna efectiva quando a representatividade das UPAC exceder 1% do total da potência instalada no SEN (em 2013, 1% da potência instalada correspondia a 180 MW). Quando atingido esse patamar e até os 3% de representatividade, a compensação a pagar pelas novas UPAC representará 30% dos CIEG; a partir dos 3%, o valor a pagar será já de 50% dos CIEG.
- As unidades de produção de autoconsumo (UPAC) terão também a possibilidade de venda do excedente instantâneo de produção ao CUR (comercializador de último recurso), sendo que o valor a aplicar é o preço de mercado, deduzido de 10%, de forma a compensar os custos com a injeção.

- Se o produtor não quiser vender o excedente à rede necessita de um aparelho que limite a injeção de potência.
- Se a UPAC produzir anualmente mais do que o necessário para o local de produção, a injeção da energia não consumida na rede pública não será remunerada.
- Os atuais regimes passam a ser denominados unidades de pequena produção (UPP) e é definida uma potência máxima anual de 20 MW. Essa potência será distribuída com base num leilão de atribuição. Os promotores definem a potência pretendida e uma tarifa de venda de energia que será sujeita a esse leilão. Essa tarifa terá de estar de acordo com o valor máximo publicado em portaria no mês de Dezembro do ano anterior. Ao contrário do que acontecia com os anteriores regimes, o regime das UPP permite instalar 100% da potência contratada em vez dos anteriores 50%, mantendo-se a obrigatoriedade de consumir pelo menos 50% da produção no local.
- Para os atuais microprodutores e/ ou miniprodutor nada irá mudar. De acordo com o artigo 45.º deste Decreto-Lei, mantêm-se os regimes remuneratórios aplicáveis às unidades de microprodução ou miniprodução que dele beneficiem.
- Relativamente ao registo, a ser feito via plataforma electrónica, este só é obrigatório para UPAC com potências superiores a 200W. Entre os 200W e os 1,5 kW ou nos casos em que não haja ligação à RESP, terá de ser feita uma comunicação prévia de exploração. Já para instalações superiores a 1MW, serão exigidas licenças de produção e exploração. Nas instalações superiores a 1,5kW, o produtor-consumidor deverá dispor de um seguro de responsabilidade civil.

Com a nova legislação, o regime que faz mais sentido é o autoconsumo, uma vez que os valores de poupança são mais elevados.

A Tabela 6.1 resume sumariamente os principais requisitos exigidos aos sistemas de autoconsumo.

Tabela 6.1 - Principais requisitos exigidos aos sistemas de autoconsumo (UPAC) [GP, 2014].

	Dimensão das UPAC ligadas à RESP (Potência de ligação)				s/ ligação RESP
	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW	“em ilha”
Registo	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio / Cert. Exploração	Licença de Exploração	Mera comunicação prévia
Taxas Registo	-	isento	✓	✓ aplicável ao respectivo regime	isento
Equipamento de Contagem	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com Telecontagem	-
Remuneração excedente (“Pool”)	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
PPA	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro	-
Compensação	isento	isento	✓	✓	-
Seguro. Resp. Civil	-	-	✓	✓	-

Esta nova legislação pretende levar a uma mudança de paradigma, de forma a incentivar o autoconsumo, permitindo uma maior descentalização da produção de energia elétrica, por forma a contribuir para a segurança e sustentabilidade energética. No Anexo 9 estão sintetizadas as principais características do novo regime de produção distribuída, e respetivas vantagens e objetivos pretendidos.

6.3.1. Exemplos Práticos de Unidades de Produção para Autoconsumo

Com a legislação anterior, os sistemas fotovoltaicos serviam essencialmente para vender energia à rede. Agora com a nova legislação passa a ser possível produzir energia para consumo próprio através das UPAC (unidades de produção para autoconsumo), onde se denota uma oportunidade favorável à produção fotovoltaica, por forma a suprir as necessidades energéticas de cada instalação em particular, com a intenção de produzir eletricidade numa quantidade idêntica à que se pretende consumir, permitindo que toda a eletricidade que se consuma seja utilizada no próprio local de produção (casa ou empresa), deixando de precisar de a comprar a um comercializador, contribuindo para a redução da fatura a pagar pela eletricidade.

Por forma a verificar o contributo da produção fotovoltaica de modo a reduzir o valor da fatura de eletricidade, serão realizados dois exemplos sintéticos demonstrativos, um para

uma instalação com uma potência de 1 kW, o qual é isento de contagem, e de seguro de responsabilidade civil, onde apenas terá de ser feita uma comunicação prévia de exploração. O segundo caso será para uma instalação com uma potência de 2 kW, permitindo injetar na RESP, o qual já terá de incluir certificado de exploração, taxas de registo, remuneração de excedente, equipamento de contagem, pagamento de compensação e seguro de responsabilidade civil.

Kit Autoconsumo de 1kW

O kit autoconsumo de 1 kW, ilustrado na Figura 6.3 é constituído por:

- 4 painéis fotovoltaicos de 250 W; estrutura de fixação; inversor 1kW; cabo de ligação do inversor ao painel. Preço do equipamento com iva (Pe): 2183,82€.⁽¹⁵⁾



Figura 6.3 - Constituição demonstrativa de um “kit autoconsumo” [CK, 2014].

Os pressupostos da instalação de consumo são os seguintes, encontrando-se na Figura 6.4 representados os valores considerados para o consumo e produção em horas de vazio e cheio.⁽¹⁶⁾

- Consumo da instalação (Ci): 5619 kWh (Potência contratada de 10,35 kVA);
- Tarifário bi-horário (ciclo diário):
 - Cheio (Tc): 0,1821€/kWh + iva;
 - Vazio (Tv): 0,0955€/kWh + iva;
- Tarifa média UPAC (Tm): 0,224€/kWh;
- Produção anual do kit autoconsumo (Pk): 1522 kWh;
- Autoconsumo (A): 1522 kWh (100%);
- Injeção à rede: 0 kWh;
- Consumo em horas de vazio (Cv): 2024 kWh;

⁽¹⁵⁾ Valor de referência consultado no site: <http://critical-kinetics.pt/>

⁽¹⁶⁾ Valor de referência consultado no site: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>

- Consumo em horas de cheio (Cc): 3595 kWh;
- Produção em horas de cheio (Pc): 1522 kWh.

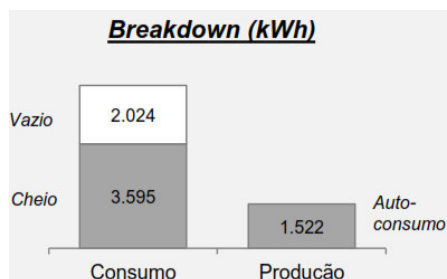


Figura 6.4 - Valores considerados para o consumo e produção em horas de vazio e cheio [GP, 2014].

Através destes pressupostos são realizados os cálculos por forma a estimar o valor de poupança anual na fatura de eletricidade, e o tempo necessário ao pagamento do investimento no kit autoconsumo, esquematizado na Figura 6.5.

- Consumo à RESP = $(C_i) - (A) = 5619 - 1522 = 4097 \text{ kWh}$
- Valor a pagar pela importação de energia elétrica da RESP:
 - Vazio = $(C_v) \times (T_v) \times \text{iva} = 2024 \times 0,0955 \times 1,23 = 237,749\text{€}$
 - Cheio = $[(C_c) - (P_c)] \times (T_c) \times \text{iva} = (3595 - 1522) \times 0,1821 \times 1,23 = 464,316\text{€}$
- Valor a pagar = $237,749 + 464,316 = 702\text{€}$
- Poupança anual (Pa) = $(T_m) \times (P_k) = 0,224 \times 1522 = 341\text{€}$
- Retorno do investimento = $(P_e) \div (P_a) = 2183,82\text{€} \div 341\text{€} = 6,4 \text{ anos}$

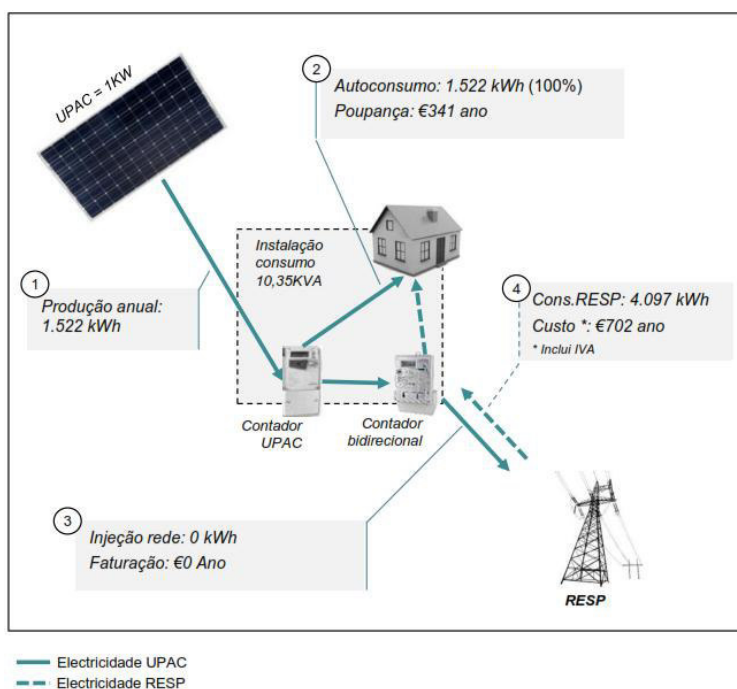


Figura 6.5 - Exemplo ilustrativo do modelo de funcionamento para o kit autoconsumo de 1kW [GP, 2014].

Kit Autoconsumo de 2 kW

O kit autoconsumo de 2 kW, ilustrado na Figura 6.6 é constituído por:

- 8 painéis fotovoltaicos de 250 W; estrutura de fixação; inversor 2kW; cabo de ligação do inversor ao painel. Preço do equipamento com iva (Pe): 3673,54€.⁽¹⁷⁾



Figura 6.6 - Constituição demonstrativa de um “kit autoconsumo” [CK, 2014].

Os pressupostos da instalação de consumo são os seguintes, encontrando-se na Figura 6.7 representados os valores considerados para o consumo e produção em horas de vazio e cheio.⁽¹⁸⁾

- Consumo da instalação (Ci): 5619 kWh (Potência contratada de 10,35 kVA);
- Tarifário bi-horário (ciclo diário):
 - Cheio (Tc): 0,1821€/kWh + iva;
 - Vazio (Tv): 0,0955€/kWh + iva;
- Tarifa média UPAC (Tm): 0,169€/kWh;
- Produção anual do kit autoconsumo (Pk): 3044 kWh;
- Autoconsumo (A): 2143 kWh (70%);
- Injeção à rede (Ir): 902 kWh (30%);
- Faturação (F): 34€/ano;
- Consumo em horas de vazio (Cv): 2024 kWh;
- Consumo em horas de cheio (Cc): 3595 kWh;
- Injeção à RESP em horas de vazio (Iv): 902 kWh;
- Produção em horas de cheio (Pc): 2143 kWh.

⁽¹⁷⁾ Valor de referência consultado no site: <http://critical-kinetics.pt/>

⁽¹⁸⁾ Valor de referência consultado no site: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>

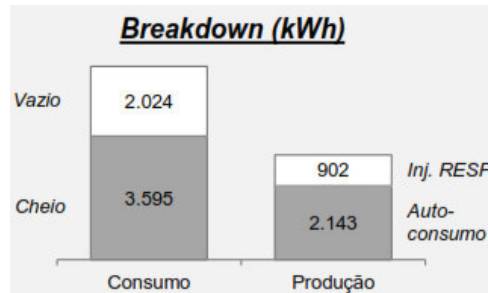


Figura 6.7 - Valores considerados para o consumo, produção e injeção em horas de vazio e cheio [GP, 2014].

Através destes pressupostos são realizados os cálculos por forma a estimar o valor de poupança anual na fatura de eletricidade, e o tempo necessário ao pagamento do investimento no kit autoconsumo, esquematizado na Figura 6.8.

- Consumo à RESP = $(C_i) - (A) = 5619 - 2143 = 3476 \text{ kWh}$
- Valor a pagar pela importação de energia elétrica da RESP:
 - Vazio = $(C_v) \times (T_v) \times \text{iva} = 2024 \times 0,0955 \times 1,23 = 237,74\text{€}$
 - Cheio = $[(C_c)-(P_c)] \times (T_c) \times \text{iva} = (3595-2143) \times 0,1821 \times 1,23 = 325,22\text{€}$

Valor a pagar = $237,74 + 325,22 = 563\text{€}$

- Poupança anual $(P_a) = (T_m) \times (P_k) - (F) = 0,169 \times 3044 - 34 \text{ €} = 480\text{€}$
- Retorno do investimento = $3673,54\text{€} \div 480\text{€} = 7,6 \text{ anos}$

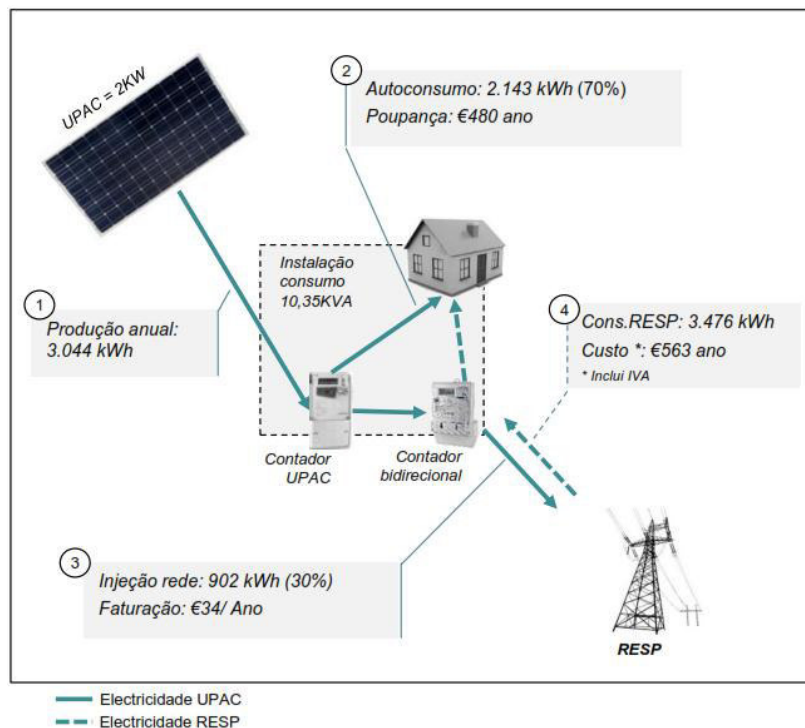


Figura 6.8 - Exemplo ilustrativo do modelo de funcionamento para o kit autoconsumo de 2kW [GP, 2014].

Estes painéis fotovoltaicos, possuem cerca de 25 anos de garantia, os quais caracterizam-se por continuarem a produzir a 80% mesmo após passado um quarto de século de aproveitamento solar, significando que o investimento tenderá a ser positivo mesmo a longo prazo.

6.4. Considerações Finais

Face ao que foi apresentado ao longo deste trabalho, é visível que a disponibilidade de energia tem um papel preponderante para a sobrevivência do atual modelo civilizacional humano. Estes possíveis cenários a médio-longo prazo permitem dar uma ideia de possíveis caminhos para as apostas políticas nacionais no setor energético, por forma a contribuir para uma maior segurança de abastecimento.

Este Decreto-Lei nº 153/2014, introduz mudanças no funcionamento da micro e miniprodução para produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, e vem potenciar um novo modelo energético ao incentivar o autoconsumo, sendo uma grande oportunidade de Portugal apostar nas energias renováveis, com destaque para a solar fotovoltaica. Nestes equipamentos tem-se vindo a verificar uma diminuição do preço para a sua aquisição, tornando-os cada vez mais acessíveis, por outro lado o país também possui excelentes condições para aproveitamento deste recurso, tendo uma média anual de 2200 a 3000 horas de Sol no continente, e entre 1700 e 2200, nos arquipélagos dos Açores e da Madeira, constituindo um grande potencial energético endógeno possível de continuar a explorar.

No capítulo seguinte serão descritas as conclusões finais desta dissertação, onde também serão dadas sugestões para futuras investigações na área da segurança energética.

Capítulo 7 : Conclusão e Trabalhos Futuros

Esta dissertação teve como objetivo principal, fazer um estudo relativamente às questões energéticas portuguesas e/ou relacionadas com Portugal, bem como às dependências e interligações com outros países no âmbito da energia. Também é feito um estudo às principais infraestruturas e recursos energéticos nacionais, à evolução do consumo da energia, e principais fontes de abastecimento e reservas energéticas do país. Como complemento deste estudo, foram estudados os perfis de segurança de Portugal relativos ao *crude* e ao gás natural e também foram abordados possíveis cenários de médio-longo prazo, de forma a mostrar possíveis soluções e alternativas energéticas de Portugal em relação à sua interdependência com o resto do mundo. Ainda foi feita uma abordagem à nova legislação relativa ao Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro, a qual regula o autoconsumo, passando a ser possível produzir energia para consumo próprio, através das UPAC. Também foram realizados dois exemplos sintéticos demonstrativos da rentabilidade que um “kit autoconsumo”, para produção de eletricidade através de painéis fotovoltaicos poderá permitir, revelando ter um grande potencial para a sua implementação no tecido energético nacional.

As preocupações relacionadas com as infraestruturas fundamentais ao funcionamento de uma sociedade moderna, já vêm desde há muito tempo. Contudo, só nas últimas décadas muito devido à dinâmica global, num mundo cada vez mais interligado e interdependente, e perante as novas ameaças, quer por ataques terroristas, quer devido às alterações climáticas, tem-se verificado cada vez, um maior impacto nas infraestruturas, o tem conduzido à necessidade dos atuais governos, de tomar medidas protecionistas contra essas mesmas vulnerabilidades.

Esta preocupação na segurança, após o atentado de 11 de setembro de 2001 fez despertar o mundo, levando a serem criados planos de forma preventiva a proteger setores estratégicos, principalmente a nível energético, pois sem energia, e devido às interdependências dos sistemas, praticamente a sociedade deixaria de viver com normalidade. Dos principais planos mundiais, destacam-se o NIPP dos EUA e o PEPIC, da União Europeia, que se baseiam no

estabelecimento de medidas de segurança, identificação de infraestruturas críticas e definições de planos de ação na eventualidade de uma perturbação.

A segurança energética, fundamental para o funcionamento de uma sociedade moderna, tem-se tornado uma das grandes preocupações do século XXI, quer pela nossa dependência dos sistemas energéticos, e toda a sua complexidade envolvente, e passa por saber lidar com inúmeras ameaças, relativamente às relações entre países, e a importância do impacto que a energia tem para segurança de uma nação.

Desde o choque petrolífero de 1973, que a questão do abastecimento energético tem vindo a ganhar cada vez mais relevância, tendo sido tomadas medidas, tais como a criação da Agência Internacional de Energia, e a criação de reservas estratégicas, destinadas a evitar ruturas, no abastecimento de países produtores. Destacando a União Europeia, em que o aumento da procura energética mundial, associada à volatilidade dos preços das matérias energéticas (principalmente o petróleo), a instabilidade de certos países exportadores, como é o caso da Rússia, quanto à fiabilidade de abastecimento, os constrangimentos associados à pirataria, as alterações climáticas, e também face ao declínio da produção do Mar do Norte, se tem tornado cada vez mais frágil quanto à segurança energética.

Desta forma, todas as ameaças e riscos que venham a ser considerados suscetíveis de provocar crises na UE, têm de ser vistos como grandes desafios à sua segurança, assim como os respetivos países que a constituem, de forma que o fornecimento de energia à UE tem vindo a assumir cada vez uma maior relevância.

Por forma a fazer frente aos desafios da segurança energética, a UE tem vindo a tomar medidas políticas, relacionadas com a energia e o ambiente, procurando dar resposta a três principais desafios: Sustentabilidade, Competitividade e Segurança de Abastecimento. Também foi aprovado em 2007 o Pacote Energia-Clima 20-20-20, definindo para 2020 metas quantitativas necessárias para o cumprimento da redução de 20% nas emissões de GEE (relativamente a 1990), o aumento da quota de energias renováveis em 20% para o consumo final, e um aumento em 20% da eficiência energética. Mais recentemente a 24 de outubro de 2014, os chefes de Estado e de Governo reunidos no Conselho Europeu aprovaram o pacote energético e climático até 2030, com metas ainda mais ambiciosas.

A nível nacional, também foi aprovada em 2010 a Estratégia Nacional de Energia 2020, que fomentou uma aposta nas energias renováveis e na eficiência energética, por forma a

assegurar a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do setor energético, contribuindo para a redução de emissões de CO₂.

A União Europeia e em particular Portugal, por ser fortemente dependente de combustíveis fósseis, contudo, têm sentido uma grande vulnerabilidade relativamente a questões de segurança de abastecimento, muito devido à grande necessidade de importar produtos energéticos por forma a satisfazer as suas necessidades, em especial petróleo e gás natural, que constituem mais de metade do *mix* energético nacional, tendo levado em 2013 a registar uma dependência energética do exterior de 71,5%.

No âmbito da política energética comunitária, as energias renováveis, por serem energias endógenas, acabam por desempenhar um papel importante, no sentido de contribuírem para a redução da sua dependência relativamente às exportações.

Portugal, apesar da grande aposta nos últimos anos em energias renováveis, para o seu *mix* energético, continua ainda muito dependente de importação de recursos energéticos, nomeadamente petróleo e gás natural. No entanto, para o caso da produção de energia elétrica, verifica-se que as medidas políticas recentemente tomadas que visam apostar nas energias renováveis, principalmente na energia eólica e hídrica, têm proporcionado um aumento crescente no *mix* energético de Portugal, contribuindo para a redução dos GEE, pela substituição da produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis. Também, graças à mudança progressiva da utilização de gás natural em detrimento do carvão nas centrais para produção de eletricidade, tem contribuído para uma maior eficiência na produção de energia elétrica, como também tem permitido diminuir as emissões de CO₂.

Neste trabalho verificou-se que Portugal mantém uma elevada dependência energética externa, relativamente a energias fósseis, encontrando-se por isso vulnerável a possíveis disrupções. Também foram identificadas as medidas nacionais, que procuram ir de encontro ao aumento da segurança energética, tais como a procura de diversidade de fornecedores, e novas infraestruturas e tecnologias associadas à geração, conversão e armazenamento de energia.

O setor energético, é um importante fator de crescimento da economia, e por consequência é um elemento fundamental para o desenvolvimento sustentável do país. O autoconsumo da energia elétrica virá a ter um papel importante para o aumento da competitividade da economia, porque contribuirá para a redução da fatura energética do setor produtivo do país.

A produção descentralizada, também poderá vir a alterar o atual modelo energético, onde cada um de nós poderá ser um ponto de produção e possível distribuição, onde cada (carro elétrico) será um elemento de armazenamento de eletricidade, se cada cidadão tiver um contributo que tenderá a aumentar a autossuficiência do país.

As políticas seguidas pelos últimos governos têm encaminhado o país no desenvolvimento em recursos endógenos. Estes estão a revelar-se uma aposta correta, pois existem condições: geográficas e climáticas, para que possa diminuir as importações de combustíveis fósseis e eventualmente a longo prazo, vir a ser um país exportador de energia elétrica baseada em recursos endógenos.

Neste contexto, a utilização de energias renováveis, normalmente é vista como um elemento que potencia a segurança de abastecimento energético, pelo facto de permitir a redução da dependência de importação de combustíveis, ao mesmo tempo que permite o aumento da diversidade da oferta de energia.

Para que tal aconteça devem os futuros governos continuar a desenvolver os recursos de produção de energia hídrica, eólica, solar, biomassa e das marés, bem como no reforço da eficiência energética, por forma a contribuir para a segurança do setor energético nacional.

7.1. Sugestões para investigações futuras

Futuramente deve-se dar continuidade no âmbito do estudo da segurança energética, principalmente vocacionado para o setor elétrico nas áreas residencial e industrial, implementado em larga escala a recente legislação relativa ao autoconsumo, que será um contributo para o reforço e estabilidade das redes elétricas locais e nacional, apoiada pela implementação de sistemas de monitorização controlados por *smart grids*, conforme ilustrado na Figura 7.1, por forma a maximizar a poupança energética, através da gestão mais eficaz da energia a ser fornecida e consumida em cada instante.



Figura 7.1 - Exemplo ilustrativo de um sistema de monitorização e gestão de energia [Azevedo, 2014].

Bibliografia

Almeida, A.O., (2011). *Metodologia Multicritério de Identificação e Priorização de Infra-Estruturas Críticas*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.

Andoura, S., Hancher, L. and Van Der Woude, M. (2010) *Towards a European Energy Community: A Policy Proposal*. Disponível em: http://www.notre-europe.eu/uploads/tx_publication/Etud76-Energy-en.pdf

Apostolakis, G.E., Lemon, D.M., (2005). *A Screening Methodology for the Identification and ranking of infrastructures vulnerabilities due to terrorism*, Risk Analysis, Vol.25(2):pp.361-376.

Avis, M. J. and Birch, C.H., (2009). *The impact on the EU Refining Industry & Market of IMO Specification Changes & Other Measures to Reduce the Sulphur Content of Certain Fuels*. Report Prepared for: Directorate General Environment. Purvin and Gertz Inc.

Azevedo, M., (2014). *Autoconsumo na Perspetiva de Consumidores Domésticos*, Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Bernardo, J.P., (2013). *Política Energética nacional – desafios para 2020*. Seminário - Estratégias para a Sustentabilidade Energética e Ambiental dos Territórios, Direção-Geral de Energia e Geologia, 29 de novembro.

Bigano, A., Burgherr, P. and Hirschberg, S., (2009). *Risk analysis based measures of energy security*. SECURE Deliverable n° D1.2, SECURE project “Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic implications”. Centre for European Policy Studies: Brussels, Belgium.

BP, (2012). *Statistical Review of World Energy June 2012*. BP: London, UK.

BP, (2014). *Statistical Review of World Energy June 2014*. BP: London, UK. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>

CE, (2000). *Livro Verde: Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético*. Comissão Europeia. COM (2000) 769 final. Bruxelas.

CE, (2005). *Livro Verde: Relativo a um Programa Europeu de Protecção das Infraestruturas Críticas*. Comissão Europeia. COM(2005) 576 final Bruxelas. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52005DC0576&from=PT>

CE, (2006b). *Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura*. Comissão Europeia, COM(2006) 105 final. Bruxelas.

CE, (2007). *Plano Estratégico Europeu para as Tecnologia Energética (Plano Set) - Para um futuro com baixas emissões de carbono*. Comissão Europeia. COM(2007) 723 final. Bruxelas. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52007DC0723&from=PT>

CE, (2007b). *Uma política energética para a Europa*. Comissão Europeia, COM(2007) 1 final. Bruxelas.

CE, (2010). *Energia: Comissão apresenta nova estratégia para 2020*. Comissão Europeia, IP/10/1492, Bruxelas, 10 de Novembro de 2010. Disponível em: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-10-1492_pt.htm

CE, (2011). *A política energética da UE: Estreitar os laços com parceiros para além das nossas fronteiras*. Comissão Europeia. COM(2011) 539 final. Bruxelas.

CE, (2012). *Energias renováveis: um agente decisivo no mercado europeu da energia*. Comissão Europeia, COM(2012) 271 final. Bruxelas. Disponível em: <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=PT&f=ST%2011052%202012%20INIT>

CEB, (2007). *Conclusões do Conselho Europeu de Bruxelas*, Presidência Alemã, (Bruxelas: Conselho Europeu de Bruxelas, 8/9 de março de 2007) Disponível em: <http://www.cnel.gov.pt/document/ConclusoesDoConselhoEuropeu2007.pdf>

CEB, (2011). *Conclusões do Conselho Europeu de Bruxelas*, (Bruxelas: Conselho Europeu de Bruxelas, 4 de fevereiro de 2011) Disponível em: <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=PT&f=ST%202%202011%20INIT>

CEDN, (2013). *Conceito Estratégico de Defesa Nacional*, Governo de Portugal. Diário da República, 1.^a série – N.º 67 – 5 de abril de 2013. Disponível em: http://www.portugal.gov.pt/media/909457/20130405_cedn_publicacao_oficial.pdf

Checchi, A., Behrens, A., and Egenhofer, C. (2009). *Long term energy security risks for Europe: a sector-specific approach*. CEPS working paper No. 309: Brussels, Belgium.

Checchi, A., Egenhofer, C. and Behrens, A., (2008). *SECURE: Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic Implications*. Background paper on long term security strategy for Europe, pp. 12. CEPS: Brussels, Belgium.

CIEP, C.I., (2004). *EU Energy Supply Security and Geopolitics*, Clingendael International Energy Programme, Institute for International Relations, Hague, Netherlands. Disponível em: <http://reaccess.epu.ntua.gr/LinkClick.aspx?fileticket=Bgw7mGJEWls%3Db>

COFACE, (2010). *The Handbook of Country Risk 2009-201. A guide to international business and trade in 155 countries*, Londres: GMB Publishing Limited.

Cohen, A., (2009). *Russia: The flawed energy superpower in Energy security challenges for the 21st century: a reference handbook*. Gal Luft and Anne Korins, eds. Santa Barbara: CA: ABC-Clio, 2009, pp. 98-105.

Consolini, T., (2009). *Regional security assessments: A strategic approach to securing federal facilities*. Master Thesis. Naval Postgraduate School, Monterey-CA (USA). p.103.

Costantini, V., Gracceva, F. and Marka, A., (2007). *Security of energy supply: Comparing scenarios from a European perspective*. Energy Policy 35 (1): 210 – 226

Cruz, J.M., Sarmiento, A.J., (2004). *Energia das Ondas: Introdução aos Aspectos Tecnológicos, Económicos e Ambientais*. Alfragide. Disponível em: http://www.apambiente.pt/_zdata/Divulgacao/Publicacoes/Guias%20e%20Manuais/ondas_lowres.pdf

CUE, (2008). *Relativa à identificação e designação das infra-estruturas críticas europeias e à avaliação da necessidade de melhorar a sua proteção*. Conselho da União Europeia. Directiva 2008/114/CE do Conselho, 08 de dezembro. Jornal Oficial da União Europeia. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:345:0075:0082:PT:PDF>

Devos, J., (2007), *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 de maio 2007.

DGEG, (2013). *Balanço Energético - Sintético (2013)*, Lisboa: Direcção-Geral de Energia e Geologia. Disponível em <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014). *Energia em Portugal - Principais Números (2000-2012)*, Lisboa: Direcção-Geral de Energia e Geologia. Disponível em <http://www.dgeg.pt/aaaDefault.aspx?f=2>

DGEG, (2014a). *Fatura Energética Portuguesa (2013)*, Lisboa: Direcção-Geral de Energia e Geologia. Disponível em <http://www.dgeg.pt/>

DR, (2011). *Diário da República, 1.ª série – N.º 89 – 9 de Maio de 2011*, Decreto-Lei n.º 62/2011, Ministério da Defesa Nacional. Disponível em: http://www.imarpor.pt/pdf/isps/dl_62.pdf

DR, (2014). *Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro de 2014*, Decreto-Lei n.º 153/2014, Ministério do Ambiente, Ordenamento do território e Energia. [Consultado 10 de novembro de 2014]. Disponível em: http://static5.voltimum.com/sites/www.voltimum.pt/files/192_dl153.2014_20out2014.pdf

EC, (2007). *Renewable Energy Road Map: Renewable Energies in the 21st Century: building a more sustainable future*. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. European Commission, COM(2006) 848 final. Brussels, Belgium.

EC, (2008). *European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2007*, Directorate General for Energy and Transport. European Commission, Brussels, Belgium.

EC, (2008a). *Supporting Early Demonstration of Sustainable Power Generation from Fossil Fuels*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. European Commission, COM(2008)13 final. Brussels, Belgium.

EC, (2012). *EU energy in figures – Statistical Pocketbook 2012*, Luxembourg: European Commission, Publications Office of the European Union. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2012_energy_figures.pdf

EC, (2014). *Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework*. European Council, 23 October, Brussels, Belgium. Disponível em: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145356.pdf

EC, (2014a). *EU energy in figures – Statistical Pocketbook 2014*, Luxembourg: European Commission, Publications Office of the European Union. Disponível em: https://infoeuropa.eu/ocid.pt/opac/?func=service&doc_library=CIE01&doc_number=000061466&line_number=0001&func_code=WEB-BRIEF&service_type=MEDIA

EI, (2011), *Energy Infrastructures, priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network*, Luxembourg: Publications Office of the European.

Eiras, R., (2010). *Uma Autonomia Energética Sustentável para Portugal*, Mitigar as Alterações Climáticas Desenvolvendo Segurança Económica, Relações Internacionais, pp. 119-136.

Eiras, R., Duarte, A.P., Fernandes, C., (2011). *Segurança Nacional e Estratégias Energéticas de Portugal e de Espanha*, IDN Cadernos n.º 4, Instituto da Defesa Nacional, Lisboa.

Eurogas, (2011). *Statistical Report - December*. Eurogas: Brussels, Belgium.

Farrel, A.E., Zerriffi, H., Dowlatabadi, H., (2004). *Energy Infrastructure and Security*, Annual Review of Environment and Resources, Vol. 29, No. 421-469, 2004. Disponível em: <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.energy.29.062403.102238>

Frade, C.V., (2013). *A Política Energética da União Europeia. Segurança e Cooperação*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas da Universidade Técnica de Lisboa.

Gala, F.B., (2013). *O Fornecimento de Gás Natural à União Europeia: Questões de Segurança Energética*. Coimbra Editora, S.A. ISBN: 978-972-32-2128-2.

GALP Energia, (2013). *Relatório & Contas 2013 – Energia em Desenvolvimento*. Disponível em: http://www.galpennergia.com/PT/investidor/Relatorios-e-resultados/relatorios-anuais/Documents/Relatorio_contas_2013.pdf, p.42.

Gordon, D. (2012). *Understanding unconventional Oil*. Energy and climate. Washington, Carnegie Endowment for International Peace: 27.

Gordon, K., Dion M. (2008). *Protection of Critical Infrastructure and the role of investment relating to national security*. OECD Report. Disponível em: <http://www.oecd.org/dataoecd/2/41/40700392.pdf>

GP, (2014). *Enquadramento do Novo Regime de Produção Distribuída*, Governo de Portugal, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, setembro. Disponível em: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>

IEA, (1995). *Natural Gas Security Study*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France.

IEA, (2007a). *Contribution of Renewables to Energy Security, IEA Information Paper*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France.

IEA, (2008). *Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050. Energy Technology Perspectives*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France.

IEA, (2008b). *The European Union, IEA Energy Policies Review*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France.

IEA, (2009). *Statistics & Balances*, International Energy Agency, Paris, France.

IEA, (2009a). *World Energy Outlook*, International Energy Agency, Paris, France.

IEA, (2011). *Oil&Gas Security, Emergency Response of IEA Countries, 2011: Portugal*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/portugal_2011.pdf

IEA, (2011a). *World Energy Outlook 2011*. OECD/IEA: Paris, France.

IEA, (2011b). *The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES) - Primary Energy Sources and Secondary Fuels*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/moses_paper.pdf

IEA, (2012). *CO2 Emissions from Fuel Combustion. IEA Statistics*. International Energy Agency, OECD/IEA: Paris, France.

Jaffe, A. M. (2009). *OPEC: An Anatomy of A Cartel*. in Gail Luft and Anne Korin (eds.), *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook*, Santa Barbara, CA: ABC-Clio, 2009, pp. 78-89.

Keepler, J. H., (2007). *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 de maio 2007.

Larsson, R. (2007). *Tackling Dependency: The EU and its Energy Security Challenges*. Swedish Defence Research Agency: Stockholm, Sweden.

Le Coq, C., Paltseva, E., (2008). *Common Energy Policy in the EU: The Moral Hazard of the Security of External Supply*. Swedish Defence Research Agency: Stockholm, Sweden.

Leal, C.M., (2011). *As Relações Energéticas entre Portugal e a Nigéria: Riscos e Oportunidades*. IDN Cadernos n.º 3, Instituto da Defesa Nacional, Lisboa.

Löschel, A., Moslener, U., Rübhelke, D., (2010). *Energy security-concepts and indicators*. Energy Policy 38, 1607–1608.

Lourenço, C., Cruz, J., (2005) – *Aproveitamentos Geotérmicos em Portugal Continental*. Ponta Delgada. Disponível em: <http://www.lneg.pt/download/3833/24.pdf>

Luciani, G., Henry, F.L., (2011). *Strategic Oil Stocks and Security of Supply*. Centre for European Policy Studies: Brussels, Belgium.

Luft, G., Korin, A., (2009). *Energy security challenges for the 21st century: a reference handbook*. Praeger Security International: Santa Barbara, Calif. USA.

Marcelino, V., (2011). *Falta de verbas deixa instalações estratégicas em risco*, Artigo do Jornal Diário de Notícias de 18 de Abril de 2011 (Secção “Actual – Planeamento”), (Nº51873):pp.6-7. Disponível em; <http://www.destakes.com/redir/fa92288ef3cc2e0dd8cc54046bfbaa69>

Martins, I.M., (2013). *Indicadores para o estudo da segurança energética em Portugal*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.

MEI, (2007). *Política Energética*, Ministério da Economia e da Inovação. Vol. I, Lisboa.

MEID, (2010).. – *Plano Novas Energias (ENE 2020) - RE.NEW.ABLE - A Inspirar Portugal*, Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>

NIPP, (2009). *National Infrastructure Protection Plan*. US Department of Homeland Security. U.S. Department of Home Security. Washington DC (USA). Disponível em: www.dhs.gov/nipp

Nunes, C., (2008), *Segurança Energética: Algumas Perspectivas Centradas no Petróleo*, Revista da Sphera, Informação Internacional. Disponível em: http://www.dpp.pt/Lists/Pesquisa%20Avanada/Attachments/3092/Da_Sphera_2008.pdf#page=207

Nunes, G.M., (2010). *Caracterização de pilha de combustível de hidrogénio e monitorização de célula individual*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.

Nunes, P.D., (2010). *Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.

Oliveira, A. C. (2011) – *Biocombustíveis: incentivo à utilização e atribuição de títulos de biocombustíveis*. Seminário Eficiência Energética e Energias Alternativas, Lisboa, Disponível em: http://repositorio.ineg.pt/bitstream/10400.9/1497/1/APEMETA_2011.pdf

Pais, I., Mota de Sá, F., Gomes, H., (2007). *Proteção de Infraestruturas Críticas – A cooperação Público-Privada*, Riscos Públicos e Industriais, IST Press, Ed. C. Guedes Soares, A. P. Teixeira & P. Antão, Lisboa, (1): pp. 65-83.

Pereira, S.R., (2010). *Caracterização do sector dos recursos energéticos marinhos para Portugal continental*, Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Disponível em: http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/5181/1/ulfc055984_tm_Sandro_Pereira.pdf

Pulido, J.G., Fonseca, P., (2004). *O Petróleo e Portugal – O Mundo do Petróleo e o seu Impacto no Nosso País*, Lisboa: Tribuna da História.

RCM, (2010). *Diário da República nº 73, Série I de 15 de Abril*. Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010. Disponível em: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2010/04/07300/0128901296.pdf>

Rodrigues, M.L., Silva, P.A., (2013). *Políticas Públicas em Portugal*, Imprensa Nacional – Casa da Moeda, S.A., Lisboa. ISBN: 978-972-27-2131-8.

Rodrigues, T.F., Leal, C.M., Ribeiro, J.F., (2011). *Uma Estratégia de Segurança Energética para o Século XXI em Portugal*, Instituto da Defesa Nacional, Imprensa Nacional – Casa da Moeda, S.A., Lisboa. ISBN: 978-972-27-2036-6.

Sebastião, E.S., (2013). *A Primavera Árabe e os Potenciais Riscos na Segurança do Abastecimento Energético da Argélia a Portugal*, Dissertação de Mestrado, Universidade Autónoma de Lisboa.

Silva, A.C. (2007). *A Segurança Energética da Europa*. Nação e Defesa, nº 116 – 3.ª Série pp. 31-72. Disponível em: http://comum.rcaap.pt/bitstream/123456789/1231/1/NeD116_AntonioCostaSilva.pdf

Silva, A.C., (2008). *Mudanças estruturais e Estratégias em Curso no Mundo da Energia*, in Iprisverbis, Lisboa.

Silva, A.C., (2008a). *Portugal e a Política Europeia de Segurança Energética*, Lisboa, Instituto Português de Relações Internacionais e Segurança.

Silva, A.C., (2012). Petróleo, Gás, a Energia em Mudança: da Geopolítica às Tecnologias e Mercados, Culturgest, 22 de fevereiro. Disponível em: <http://vimeo.com/album/2259568/video/41981753>

Silva, L., (2010). *Estratégia nacional para a Energia (ENE-2020)*, ADENE – Agência para a Energia, 1 de julho.

Soares, C.G., (2008). *Riscos Públicos e Infra-estruturas Críticas*, Revista Planeamento Civil de Emergência (17):pp.18-26.

Stern, J. (2006). *The New Security Environment for European Gas. Worsening Geopolitics and Increasing Global Competition of LNG*. Oxford Institute for Energy Studies, NG15, Oxford, UK.

UE, (2008). *Versão consolidada do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia*. União Europeia, Jornal Oficial da União Europeia C 115/01. Disponível em: https://www.ecb.europa.eu/ecb/legal/pdf/fxac08115ptc_002.pdf

UE, (2009). *Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril*. União Europeia, Jornal Oficial da União Europeia L 240/16. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=PT>

USDHS, (2003). *Directive 7: Critical Infrastructure Identification, Prioritization, and Protection*. United States Department Home Security. Washington DC (USA). http://www.dhs.gov/xabout/laws/gc_1214597989952.shtm

Vasconcelos, H. (2011). *A Rede Nacional de transporte de Gás Natural - Ordem dos Engenheiros*. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20111011_a_rede_nacional_de_transporte_de_gasnatural_8411362924e9c055f44cb9.pdf

WEF, (2012). *Energy for Economic Growth*. Industry Agenda. World Economic Forum: Geneva, Switzerland.

Willenborg, R., Tönjes, C. and Perlot, W. (2004). *Europe's Oil Defences. An Analysis of Europe's Oil Supply Vulnerability and Its Emergency Oil Stockholding Systems*. Clingendael: Hague: Netherlands.

Yergin, D. (2006). *Ensuring Energy Security*, Foreign Affairs, March/April 2006.

Yergin, D. (2011). *The Security of Energy. The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*. New York, The Penguin Press: pp. 508-544.

Yusta, J.M., Correa, G.J., Lacal-Aránegui, R., (2011). *Methodologies and applications for critical infrastructure protection: State-of-the-art*, Energy Policy, Volume 39, Issue 10, October 2011, pp. 6100–6119.

Zielstra, A., (2010). *GOVCERT: Cybercrime Information Exchange*. Cybersecurity and Critical Infrastructure Protection, Madrid (Spain).
<http://www.govcert.nl/render.html?it=35>

Referências Eletrônicas

ANPC, (2014). *Infraestruturas Críticas*, Lisboa, Autoridade Nacional de Proteção Civil, acesso 14/7/2014, ver:
<http://www.proteccaocivil.pt/RiscosVulnerabilidades/Pages/InfraestruturasCriticas.aspx>

BE, (2014). *Autoconsumo Fotovoltaico*, Boa Energia, Lisboa, acesso 11/11/2014, ver:
<http://boaenergia.pt/?lang=pt>

CK, (2014). *Kit Autoconsumo Pré-configurado*, Critical Kinetics, acesso 12/11/2014, ver:
http://critical-kinetics.pt/KITS-PRE-CONFIGURADOS.html?categorylayout=0&view=category&virtuemart_category_id=90

COFACE, (2014). *Country Rating*, acesso 16/7/2014, ver: <http://www.coface-usa.com/Economic-studies>

DGEG, (2012). *Caraterização Energética Nacional*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 16/5/2014, ver:
<http://www.dgeg.pt/aaaDefault.aspx?f=1&back=1&codigono=77387764AAAAAAAAAAAA>

DGEG, (2014b). *Instalações petrolíferas*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 28/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014c). *Infraestruturas de Gás Natural*, Direção Geral de Energia e Geologia Lisboa, acesso 28/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014d). *Infraestruturas de Gás Natural – Transporte de Gás Natural*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 27/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014e). *Energias Renováveis – Energia Eólica*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 29/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014f). *Energias Renováveis – Energia Solar*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 29/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG (2014g), *Seminário Renováveis 2020 – Energias Renováveis em Portugal*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 29/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG (2014h). *Energias Renováveis – Biomassa*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 30/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014i). *Energias Renováveis – Biocombustíveis*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 30/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014j). *Energias Renováveis – Energia das Ondas*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 30/7/2014, ver: <http://www.dgeg.pt/>

DGEG, (2014k). *Política Energética*, Direção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, acesso 30/7/2014, ver: [http://www.dgeg.pt/pagina.aspx?f=1&mcna=1&lnc=6337AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA
AA&parceiroid=0&codigoms=0&codigono=77257726AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA](http://www.dgeg.pt/pagina.aspx?f=1&mcna=1&lnc=6337AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA&parceiroid=0&codigoms=0&codigono=77257726AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA)

EDP, (2014). *Centros Produtores*, Energias de Portugal, Lisboa, acesso 14/8/2014, ver: [http://www.a-nossa-
energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=rp](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=rp)

EIA, (2014). *Independent Statistics & Analysis*, U.S. Energy Information Administration, acesso 4/9/2014, ver: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>

ENMC, (2013). *Reservas*, Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis E.P.E. Governo de Portugal, acesso 12/8/2014, ver: <http://www.enmc.pt/pt/reservas/reservas.php>

ER, (2014). *Biomassa*, Energias Renováveis, acesso 10/8/2014, ver: <http://energiasalternativas.webnode.com.pt/energias-renovaveis/biomassa/>

ERSE, (2014). *Gás Natural*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, acesso 21/5/2014, ver: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/Paginas/default.aspx>

ERSE, (2014a). *Eletricidade*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, acesso 27/6/2014, ver: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/atividadesdosector/producao/Paginas/default.aspx>

E2P, (2013). *Parques Eólicos em Portugal*, Energias Endógenas de Portugal, INEGI & APREN, acesso 11/8/2014, ver: http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_201312.pdf

E2P, (2014). *Gráfico – Evolução da Potência*, Energias Endógenas de Portugal, INEGI & APREN, acesso 2/9/2014, ver: <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp#Tec3>

E2P, (2014a). *Biomassa*, Energias Endógenas de Portugal, acesso 2/9/2014, ver: <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp#Tec2>

E2P, (2014b). *Ondas e Marés*, Energias Endógenas de Portugal, acesso 2/9/2014, ver: <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp#Tec11>

GALP Energia, (2014). *Gás Natural – Aprovisionamento*, Lisboa, acesso 30/7/2014, ver: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Aprovisionamento/Paginas/Aprovisionamento.aspx>

GALP Energia, (2014a). *Gás Natural – Aprovisionamento – Pipelines internacionais*, Lisboa, acesso 24/7/2014, ver: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Aprovisionamento/Paginas/Pipelines-internacionais.aspx>

Inverbis, (2012). *Metade das reservas estratégicas de crude estão na Alemanha*, Revista Digital de Cidadania e Justiça - ISSN 2182-3138, acesso 2/9/2014, ver: <http://www.inverbis.pt/2012/politico/metade-reservas-crude-alemanha>

PE, (2014). *Energia hídrica vantagens e desvantagens*, Portal Energia, acesso 2/9/2014, ver: <http://www.portal-energia.com/energia-hidrica-vantagens-e-desvantagens/>

PER, (2014). *Estado em Portugal - Actualidade: Solar Térmico*, Portal das Energias Renováveis, acesso 2/9/2014, ver: http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27

PER, (2014a). *Estado em Portugal - Actualidade: Geotérmica*, Portal das Energias Renováveis, acesso 2/9/2014, ver: http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=19&ID_area=4&ID_sub_area=11

PER, (2014b). *Estado em Portugal - Actualidade: Hídrica*, Portal das Energias Renováveis, acesso 2/9/2014, ver: http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=24&ID_area=5&ID_sub_area=15

PER, (2014c). *Estado em Portugal - Actualidade: Oceanos*, Portal das Energias Renováveis, acesso 2/9/2014, ver: http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheEstados.asp?ID_conteudo=332&ID_area=7&ID_sub_area=44

PER, (2014d). *Estado em Portugal - Actualidade: Hidrogénio*, Portal das Energias Renováveis, acesso 2/9/2014, ver: http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=29&ID_area=6&ID_sub_area=19

PIC, (2012). *Segurança e Ciências Forenses*, Protecção de Infra-Estruturas Críticas, acesso 11/5/2014, ver: <http://segurancaecienciasforenses.com/2012/03/04/proteccao-de-infra-estruturas-criticas-2/>

Quercus, (2014). *Quercus, CAN e T&E analisam as metas de Energia e Clima para 2030: Líderes Europeus estabelecem objetivos pouco ambiciosos*. Quercus - Associação Nacional

de Conservação da Natureza, acesso 12/11/2014, ver: <http://climaticas.blogs.sapo.pt/quercus-can-e-te-analisam-as-metas-de-10268>

REN, (2014). *Armazenamento Subterrâneo*, Redes Energéticas Nacionais. Lisboa, acesso 10/8/2014, ver: <https://www.ign.ren.pt/armazenamento-subterraneo3>

REN, (2014a). *Terminal de GNL*, Redes Energéticas Nacionais, Lisboa, acesso 11/8/2014, ver: <https://www.ign.ren.pt/terminal-de-gnl3>

REN, (2014b), *Rede Nacional de Transporte de Gás Natural*, Redes Energéticas Nacionais, Lisboa, acesso 11/8/2014, ver: <https://www.ign.ren.pt/rede-nacional-transporte-de-gn3>

SO, (2013). *Proteção e Gestão de Risco de Infraestruturas Críticas*, Segurança Online, acesso 14/6/2014, ver: <http://www.segurancaonline.com/gca/?id=966>

US, (2009). *Apagão - Relembre os maiores blecautes das últimas décadas pelo mundo*, Último Segundo, acesso 15/9/2014, ver: <http://ultimosegundo.ig.com.br/apagao/relembre+os+maiores+blecautes+d+as+ultimas+decadas+pelo+mundo/n1237786435371.html>

Anexos

Anexo 1. Principais Planos de Infraestruturas Críticas a Nível Mundial

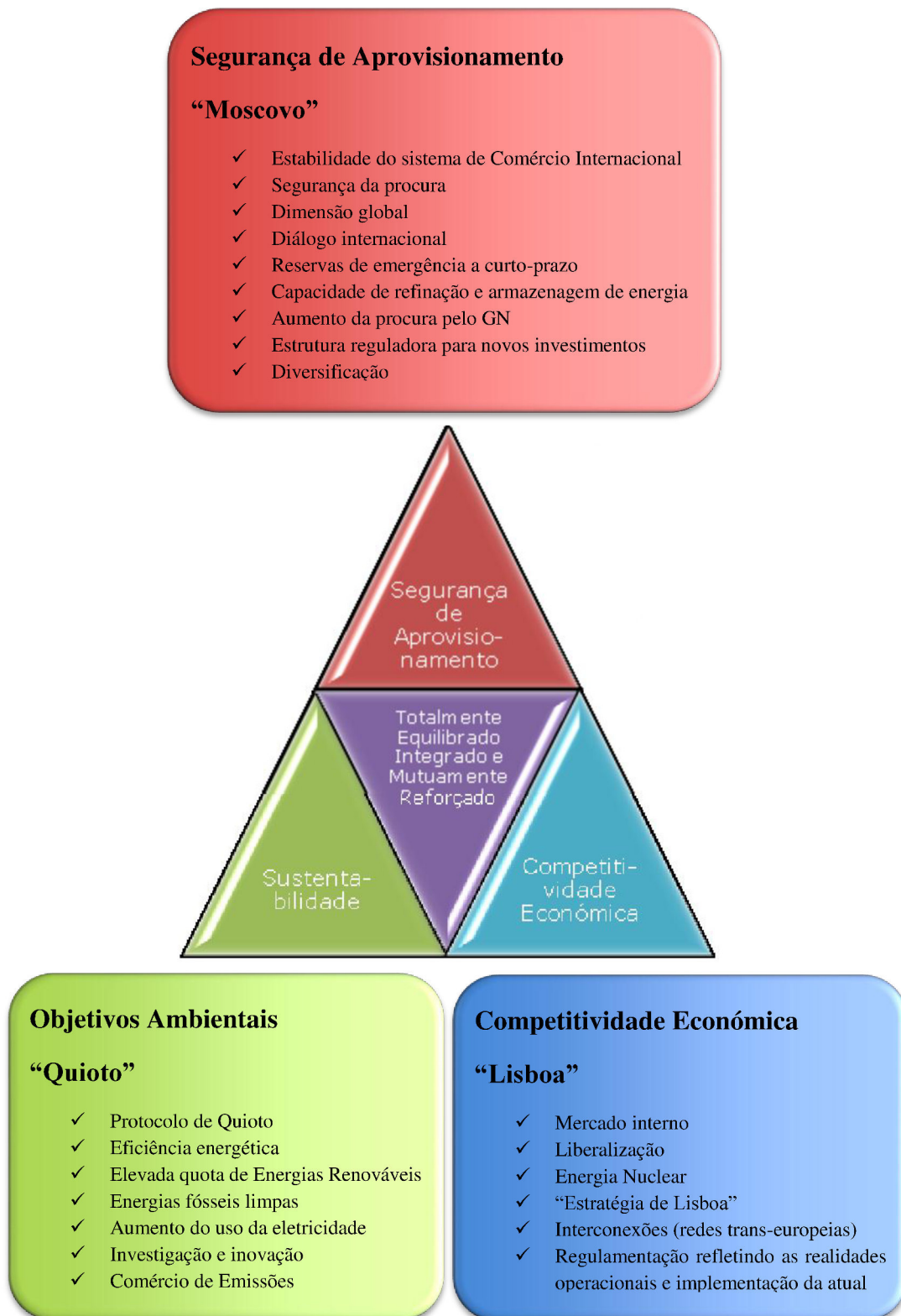
Esta tabela mostra que os governos têm preocupações significativas na área de sistemas de segurança de rede e tecnologia da informação, para cuja proteção seguem as recomendações das organizações internacionais para combater ciberataques [Zielstra, 2010].

Registos de planos de infraestruturas críticas nacionais vigentes em alguns países, [Yusta, *et al.*, 2011].

COUNTRY	PROGRAMM	PURPOSE	AGENCY
Argentina	Cyberprotection	CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Oficina Nacional de Tecnologías de Información
Australia	National Strategy for Critical Infrastructure Protection Australian standard AS/NZS 4360:1999	Australia's ability to conduct national defence and homeland security Implementation of risk management techniques (Companies and systems)	National Infrastructure Information Public Services Companies
Brazil	Cyberprotection	CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Ministry of Defence
Canada	Strategy for the Protection of National Critical Infrastructure Canadian public safety agencies	Physical and cyber components, applied to both public and private sectors Integration among federal organisations dealing with national security, emergency management, law enforcement, corrections, crime prevention and borders. respond to various security threats including terrorism, infectious diseases, natural disasters and cyber attacks	North American Electric Reliability Corporation (NERC) Canadian Security Intelligence Service
China	Cyberprotection	CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Computer emergency response teams within China
Colombia	Cyberprotection	CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Ministry of Defence
France	White Paper on Defence and National Security Cyberprotection	National infrastructure security challenges inside and outside France CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Secrétariat General de la Défense Nationale Centre opérationnel de la sécurité des systèmes d'information & PIRANET Plan
Germany	Federal computer emergency response team (CERT-Bund)	CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Federal office for information security
Netherlands	National crisis centre	Support for risk assessment and safety advice, best practices and international contacts	Nationaal Adviescentrum Vitale Infrastructuur
South Korea	Cyberprotection	CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Korea Internet security center
Spain	Spanish national infrastructures protection plans Cyberprotection	Coordination of activities of those involved in the protection of critical infrastructure, both in the public and the private sector CERT/CSIRT methodology (Internet and telecommunications)	Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas Centro Nacional de Criptología
United Kingdom	Initiative for critical infrastructure sectors (communications, emergency services, energy, finance, food, government, healthcare, transportation and water)	Protection policies on sectors and resources and services that are critical at all levels of society	Centre for the Protection of National Infrastructure

Anexo 2. “Triângulo Mágico” – Os Grandes Desafios da UE no Setor Energético

“Triângulo Mágico” da Energia Europeia; Elaborado pelo autor com base em [Devos, 2007; Keepler, 2007].



Segundo [Kepler, 2007], citado por [Nunes, 2008], presentemente, na Europa a situação energética caracteriza-se fundamentalmente por:

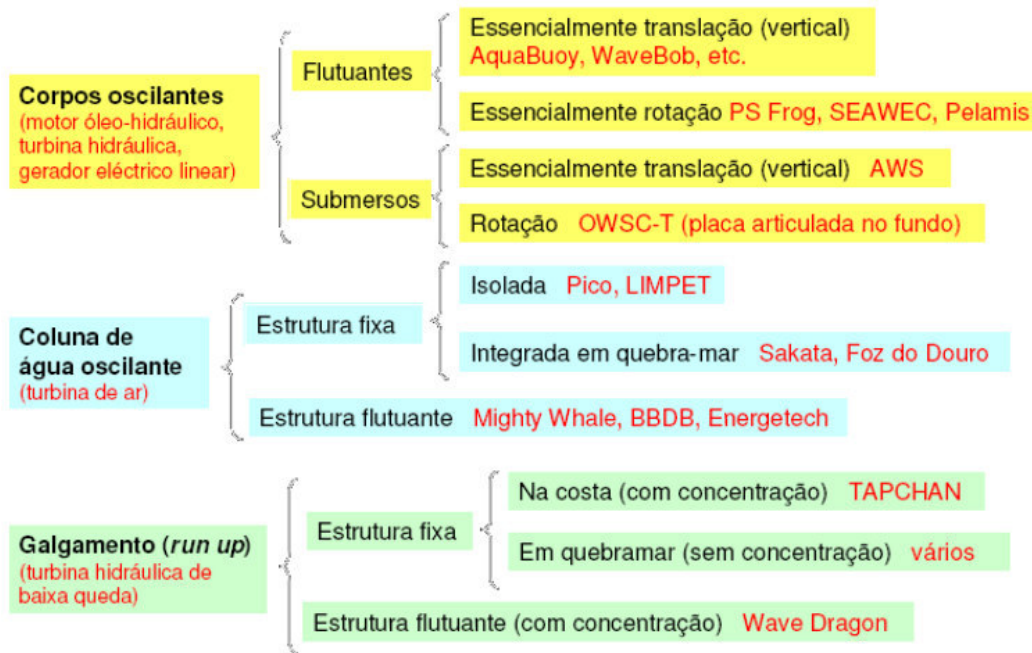
1. *Escassez de petróleo e recursos de gás e elevada dependência das importações (que poderá ou não vir a ser um problema);*
2. *Crescimento rápido da procura pelo gás e pela eletricidade;*
3. *Carvão como recurso interno desvalorizado pelos impactos ambientais;*
4. *Proximidade geográfica à Rússia,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

Neste contexto, a Europa e os seus decisores políticos deverão guiar-se pelo “Triângulo Mágico”.

Anexo 3. Classificação dos equipamentos quanto ao método de captação de energia das ondas

Os equipamentos além de serem classificados quanto à zona de captação, estes também podem ser classificados relativamente ao método de captação, conforme esquematizado na Figura seguinte.

Classificação dos equipamentos quanto ao método de captação de energia das ondas; Baseado em [Pereira, 2010].



Anexo 4. Matriz Energética Nacional

Na Tabela seguinte é delineada uma síntese da matriz energética nacional, com as principais vantagens, desvantagens e tendências futuras respeitantes a cada fonte energética.

Síntese da matriz energética nacional; Elaborado pelo autor com base em [Silva, 2012].

Energias	Situação atual	Vantagens	Desvantagens	Futuro
Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> 43,6% do consumo de energia primária do país; Dominante no sistema de transportes. 	<ul style="list-style-type: none"> Competitivo mas preços tendem a subir; Versatilidade. 	<ul style="list-style-type: none"> Poluente; Preços a subirem; Dependência de países instáveis. 	<ul style="list-style-type: none"> Declínio da sua dominação.
Gás Natural	<ul style="list-style-type: none"> 18,6% do consumo de energia primária do país; Importante para a geração elétrica e térmica. 	<ul style="list-style-type: none"> Procura estável ou em ascensão; Reservas abundantes; Preço competitivo; 30% mais eficiente que o carvão. 	<ul style="list-style-type: none"> Menos poluente dos combustíveis fósseis. 	<ul style="list-style-type: none"> Idade dourada do gás; Combustível de transição e destino.
Carvão	<ul style="list-style-type: none"> 13,7% do consumo de energia primária do país; Importante para a geração elétrica e térmica. 	<ul style="list-style-type: none"> Reservas grandes nos EUA, China, etc; Competitivo. 	<ul style="list-style-type: none"> Muito poluente. 	<ul style="list-style-type: none"> Em declínio.
Nuclear	<ul style="list-style-type: none"> Não existe em Portugal; Arrefecimento na sua utilização depois do desastre de Fukushima; Há 440 centrais nucleares no mundo. 	<ul style="list-style-type: none"> Energia limpa, sem emissões de CO₂; Competitividade do ponto de vista económico. 	<ul style="list-style-type: none"> Gestão dos resíduos radioativos; Preocupação com a segurança; Integração na rede elétrica nacional. 	<ul style="list-style-type: none"> ITER/Fusão Nuclear (2050); Reatores de 4ª Geração mais seguros mas ainda não comerciais.
Energias Renováveis	<ul style="list-style-type: none"> A produção doméstica renovável representa 20,9% do consumo da energia primária. 	<ul style="list-style-type: none"> Recursos endógenos; Diversificação da matriz energética; Menor dependência do exterior. 	<ul style="list-style-type: none"> Preocupação com a competitividade económica de algumas energias renováveis; Intermitência. 	<ul style="list-style-type: none"> Uso das redes inteligentes para lidar com a intermitência; Maior papel das energias renováveis.
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> 4081 MW de potência instalada em Portugal; Contribuição importante para a geração elétrica. 	<ul style="list-style-type: none"> Recursos endógenos; Energia limpa; Redução dos custos de produção; Já é competitiva com gás natural e carvão. 	<ul style="list-style-type: none"> Intermitência; Necessidade de <i>back-up</i> das centrais convencionais. 	<ul style="list-style-type: none"> O seu papel está em ascensão; Preço do petróleo mais elevado viabiliza a sua utilização.
Hídrica	<ul style="list-style-type: none"> Grande Hídrica com 5299 MW de potência instalada; Mini-hídrica com 450 MW. 	<ul style="list-style-type: none"> Competitividade do ponto de vista económico; Energia limpa. 		<ul style="list-style-type: none"> Apenas 50% da capacidade hídrica nacional é utilizada.
Solar térmica	<ul style="list-style-type: none"> Pouca penetração no país; 250 000 m² de painéis solares. 	<ul style="list-style-type: none"> Potencial do país elevado (3 000 horas de exposição solar); Redução de custos de produção nos últimos anos. 	<ul style="list-style-type: none"> Competitividade económica; Intermitência. 	<ul style="list-style-type: none"> Em ascensão.
Fotovoltaica	<ul style="list-style-type: none"> Progresso lento e hesitante; Opção grandes centrais de Moura e Serpa não é correta; Objetivo do PNAEE de 163 MW até 2015. 	<ul style="list-style-type: none"> Opção só é aceitável no âmbito da produção descentralizada de energia em regime de microprodução. 	<ul style="list-style-type: none"> Produção fotovoltaica centralizada não melhora eficiência do sistema eletroprodutor; Desperdício no transporte e distribuição de energia. 	<ul style="list-style-type: none"> Em ascensão; Mais I&D.
Biomassa	<ul style="list-style-type: none"> Necessidade de ampliar a sua utilização; País coberto 35% por floresta; Produção 7 Mt resíduos por ano; Potência instalada insuficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> Recurso endógeno; Aproveitamento biomassa fixa populações no interior e cria emprego; Permite tratar a floresta e prevenir incêndios. 	<ul style="list-style-type: none"> Falta de qualificação da biomassa florestal; Competitividade económica. 	<ul style="list-style-type: none"> Em ascensão.
Biocombustíveis	<ul style="list-style-type: none"> Necessidade de ampliar a sua utilização; País tem terrenos em pousio subsidiados que podem ser aproveitados; Atenção que o país é fortemente deficitário em cereais. 	<ul style="list-style-type: none"> Recurso endógeno; Oferta de mais uma solução para o problema dos transportes; Diminuir a necessidade de importação de petróleo; Baixa emissões de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> A seleção das culturas é crítica; Evitar competição com culturas alimentares. 	<ul style="list-style-type: none"> INETI tem experiência de 25 anos no aproveitamento de micro-algas para fabrico de biodiesel; Mais I&D.
Energia das Ondas	<ul style="list-style-type: none"> Criação de zonas piloto com potencial de exploração até 250 MW; Central piloto <i>onshore</i> do Pico com 400 kW; Tecnologia <i>Pelamis</i> em teste na Póvoa de Varzim. 	<ul style="list-style-type: none"> Portugal tem das melhores zonas costeiras para o aproveitamento deste recurso; Energia limpa. 	<ul style="list-style-type: none"> As tecnologias conhecidas estão ainda a nível experimental; Competitividade económica. 	<ul style="list-style-type: none"> Mais I&D.
Hidrogénio e Pilhas de Combustível ("Fuel Cells")	<ul style="list-style-type: none"> Resultados concretos ainda escassos; Hidrogénio é a energia menos conhecida do país. 	<ul style="list-style-type: none"> O hidrogénio é um vetor energético atrativo do ponto de vista ambiental; Apenas produz água na sua combustão; Produção de hidrogénio por diferentes vias. 	<ul style="list-style-type: none"> Competitividade económica; Autonomia das pilhas de hidrogénio. 	<ul style="list-style-type: none"> Mais I&D.
Cogeração	<ul style="list-style-type: none"> Produção e utilização de eletricidade e calor (sob forma de vapor e água quente ou fria); Potência instalada de 1 200 MW em Portugal. 	<ul style="list-style-type: none"> Permite aumentar a eficiência energética de um sistema convencional em que 2/3 dos combustíveis utilizados são desperdiçados; Permite aproveitar o calor residual e recuperar mais de 70% de energia. 	<ul style="list-style-type: none"> Viabilidade económica em especial no referente à remuneração tarifária da energia gerada na cogeração e vendida à rede. 	<ul style="list-style-type: none"> Em ascensão.
Geotermia	<ul style="list-style-type: none"> Penetração ainda diminuta; Necessita de melhor aproveitamento dos recursos geotérmicos (calor terrestre). 	<ul style="list-style-type: none"> Recurso endógeno; Recursos nos Açores e Trás-os-Montes; Exemplo da Islândia (100% da eletricidade gerada pela geotermia). 		<ul style="list-style-type: none"> Em ascensão.

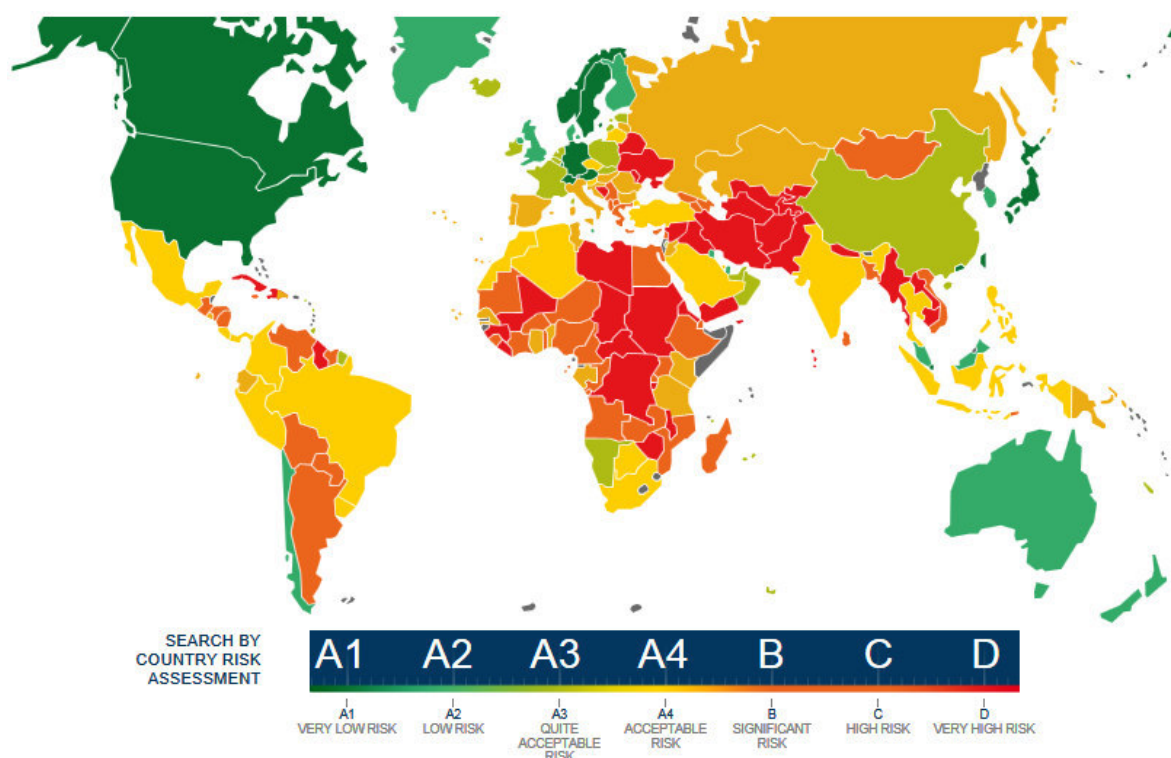
Anexo 5. Risco por País em termos de Investimento e Negócios

De acordo com [COFACE, 2014], são aplicadas avaliações a 160 países, elaboradas com base em dados macroeconômicos, financeiros e políticos, atualizadas regularmente, elas fornecem uma estimativa da média de risco de crédito das empresas de um país, dando uma indicação de influência potencial de um país sobre os compromissos financeiros das empresas.

As avaliações baseiam-se:

- Na experiência macroeconômica na avaliação de risco de um país,
- Na experiência empresarial contextual,
- Na experiência microeconômica construída ao longo de 60 anos de experiência de pagamento.

Mapa de avaliação de risco de cada país; [COFACE, 2014].



Segundo [COFACE, 2010], a liberalização econômica levou a um aumento exponencial no comércio estabelecido entre empresas ("de empresa para empresa"), em que 70% das contabilidades estão estáveis graças a instrumentos de curto prazo. Assim, torna-se vital avaliar o risco associado a tais transações. O *country rating* avalia até que ponto os compromissos financeiros das empresas são influenciados pela perspectiva econômica,

financeira e política do respetivo país. As análises usam uma classificação de sete níveis. Em ordem crescente de risco, estas são: A1, A2, A3, A4, B, C e D.

- 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 da 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 afetar 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.

Anexo 6. Objetivos Principais da ENE 2020

Segundo a [RCM, 2010], a ENE 2020 tem como principais objetivos:

- Reduzir para 74% em 2020 a dependência energética do país face ao exterior, produzindo nessa data, a partir dos recursos endógenos, o equivalente a 60 milhões de barris/ano⁽¹⁹⁾ de petróleo com vista à progressiva independência do país relativamente aos combustíveis fósseis;
- Garantir o cumprimento dos compromissos nacionais no âmbito das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020, 60% da eletricidade produzida e 31% do consumo de energia final sejam obtidos a partir de fontes renováveis, e uma redução em 20% do consumo de energia final, nos termos do Pacote Energia-Clima 20-20-20, definidos em 2007;
- Reduzir em 25% o saldo importador energético, através da contribuição da energia produzida a partir das fontes endógenas, permitindo uma redução de 2000 milhões de euros de importações;
- Criar riqueza e consolidação de um *cluster* energético no setor das energias renováveis em Portugal, capaz de assegurar um valor acrescentado bruto de 3800 milhões de euros e de criar mais 100 mil novos postos de trabalho até 2020;
- Desenvolver um *cluster* industrial associado à promoção da eficiência energética permitindo a criação de 21 mil postos de trabalho por ano, gerando um investimento previsível de 13 mil milhões de euros até 2020 e exportações adicionais de 400 milhões de euros;
- Promover o desenvolvimento sustentável através da criação de condições para o cumprimento das metas de redução das emissões assumidas pelo país no quadro europeu.

⁽¹⁹⁾ Unidade de volume que equivale a 158,98 litros

Anexo 7. Eixos de Atuação das Políticas Energéticas para 2020

Eixos de Atuação das Políticas Energéticas (ENE-2020); [MEID, 2010].



A Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020) assenta sobre cinco eixos principais que nela se desenvolvem e detalham, traduzindo uma visão, um conjunto focado de prioridades e um enunciado de medidas que as permitem concretizar, que segundo [MEID, 2010], são as seguintes:

Eixo 1 – Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira

- Dinamização da Economia
- Desenvolvimento Regional
- Independência Energética e Financeira
- Mercados de Energia Competitivos

Eixo 2 – Aposta nas Energias Renováveis

- Hídrica
- Eólica
- Solar
- Biomassa
- Biocombustíveis e Biogás
- Ondas, Geotermia e Hidrogénio

Eixo 3 – Promoção da Eficiência Energética

- Veículo Elétrico (Mobi.E)
- Redes Inteligentes
- Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE-2015)
- Fundo de Eficiência Energética
- Iluminação Pública

Eixo 4 – Garantia da Segurança de Abastecimento

- Mix Energético
- Interligações
- Redes e Armazenamento

Eixo 5 – Sustentabilidade da Estratégia Energética

- Sustentabilidade Económica
- Sustentabilidade Técnica
- Sustentabilidade Ambiental

Anexo 8. Lista de Peritos que participaram na análise

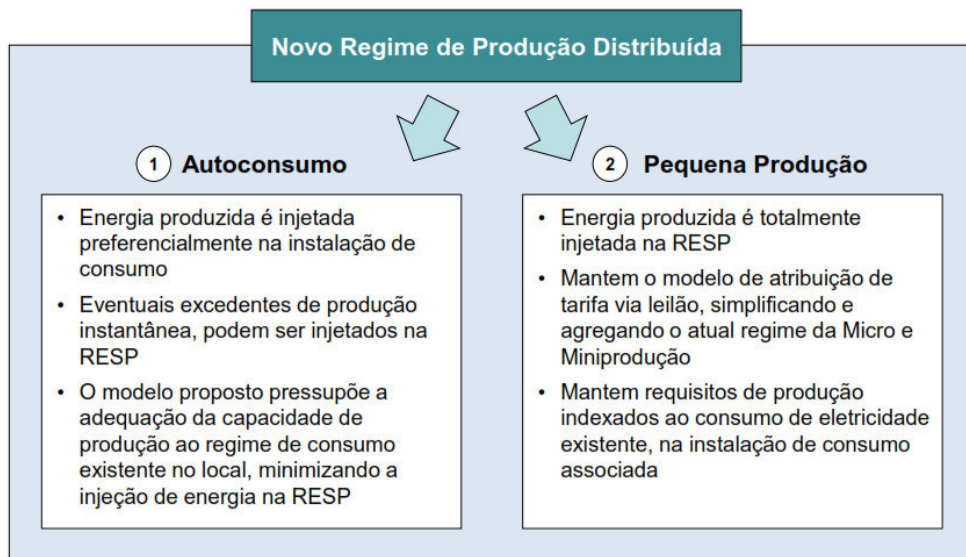
Lista de 11 peritos, do sexo masculino, e maiores de 50 anos, considerado um conjunto de pessoas com fortes conhecimentos em matéria de energia e segurança energética, com diferentes perspetivas: académica, empresarial e outras, por forma a obter opiniões fundamentadas.

Lista dos 11 peritos participantes na análise; Elaborado pelo autor, com base em [Rodrigues, *et al.* 2011].

Perfil	n.º	Nome	Background Institucional
Academia	1	Prof. Doutor Armando Marques Guedes	Professor Associado na Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa.
	2	Dr. José Caleia Rodrigues	Conferencista, autor de obras e de artigos na imprensa especializada sobre energia.
Empresarial	3	Eng.º Pedro Pires de Miranda	Responsável da Siemens One. Ex-Administrador da Petrogal.
	4	Eng.º Ângelo Correia	Presidente da Câmara de Comércio e Indústria Luso-Árabe.
	5	Prof. Doutor António Costa e Silva	Presidente da Partex Oil and Gas. Professor com agregação em Planeamento e Gestão Integrada de Recursos Energéticos no IST.
	6	Eng.º Francisco de La Fuente Sánchez	Ex-Presidente da Fundação EDP.
	7	Eng.º Nuno Ribeiro da Silva	Presidente da Endesa Portugal, licenciado em Engenharia e Economia e Mestre em Economia Política e Planeamento Energético pela UTL.
	8	Prof. Dr. Manuel Ramalhete	Galp Energia.
	9	Dr. Agostinho Pereira da Silva	Miranda, Correia, Amendoira & Associados.
Especialistas	10	Gen. José Loureiro dos Santos	Conferencista, autor de obras e de artigos na imprensa especializada sobre estratégia, segurança e defesa.
	11	Alm. Alexandre Reis Rodrigues	Secretário-geral da Comissão Portuguesa do Atlântico. Autor de livros e artigos sobre temas de segurança e defesa. Coordenador/editor do jornal online <i>Defesa e Relações Internacionais</i> . Conferencista.

Anexo 9. Principais Características do novo Regime de Produção Distribuída, e respetivas Vantagens e Objetivos Pretendidos

Principais características do novo regime de produção distribuída [GP, 2014].



	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
Fonte	• Renovável e Não Renovável	• Renovável
Limite Potência	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo • Potencia de ligação até 250 KW
Requisitos Produção	• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR	• Produção anual < 2x consumo da instalação • Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	• Valor da "pool" para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado	• Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
Compensação	• Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN	• n.a.
Contagem	• Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	• Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo Licenciamento	• Processo gerido via plataforma electrónica • Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW • Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW • Licença de produção + exploração: >1MW	• Processo gerido via plataforma electrónica • Registo + certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
Outros aspectos	• Não existe quota de atribuição	• Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

Principais vantagens do modelo de produção distribuída e objetivos pretendidos com o atual regime [GP, 2014].

Vantagens proporcionadas pelo modelo de produção distribuída
• Promove produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede;
• Promove a capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos;
• Democratiza a produção de eletricidade, permitindo a entrada de novos <i>players</i> de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade de geração;
• Reduz concentração das unidades de produção (funcionamento em teia), beneficiando a segurança de abastecimento;
• Reduz as necessidades elétricas em ponta (caso do solar PV);
• A médio/longo prazo, limita necessidades de investimento na RESP (embora possa criar desafios ao nível da rede em Baixa Tensão);
• Dinamiza a indústria fotovoltaica, que apresenta uma considerável incorporação nacional (p.e. instaladores, manutenção, fabrico de componentes);
• Promove a criação de emprego e contribuiu para formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, nomeadamente ao nível das economias locais.
Objetivos que se pretendem atingir com a revisão do regime atualmente em vigor
• Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN, e evitando possíveis sobrecustos para o sistema;
• Garantir o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes na RESP (bem de interesse público, que requer uma utilização adequada);
• Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
• Reduzir a vertente de negócio associada ao atual regime de Microprodução, que motiva o sobredimensionamento das centrais e o conseqüente sobrecusto para o SEN;
• Simplificar o atual modelo da Mini + Microprodução, assegurando que entidades com perfis de consumo menos constante possam igualmente enquadrar-se no regime de produção distribuída.