

Energia Eólica em Mercado

Ana Patrícia Correia de Oliveira

**Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre
em Economia Portuguesa e Integração Internacional**

Orientador:

Dr. Carlos Manuel Inácio Figueiredo, Assistente Convidado do ISCTE Business School,
do Departamento de Economia

Outubro 2014

Só sabemos com exatidão quando sabemos pouco, à medida que vamos adquirindo conhecimentos, instala-se a dúvida.”

Goethe, Johann

Agradecimentos

A elaboração da presente dissertação em muito se deve ao contributo dos que me rodeiam, a quem gostaria de expressar os meus reconhecidos agradecimentos:

Ao orientador Dr. Carlos Figueiredo, cujo incentivo e apoio foram determinantes para a elaboração da presente dissertação.

À minha família, cujo carinho e paciência merecem um lugar de destaque nas fundações da presente dissertação.

Aos meus amigos, cuja capacidade de encaixe às minhas manifestações de impaciência e cansaço permitiram manter o rumo do presente projeto.

Resumo

No plano das energias renováveis, a energia eólica em Portugal tem registado um forte crescimento nos últimos anos, constituindo uma referência incontornável no atual panorama europeu e mundial.

A dependência externa de fontes energéticas fósseis, o crescimento da procura interna e a atual política de proteção ambiental, tornaram cada vez mais atrativa a exploração de energias renováveis, plano onde se atribui nota de destaque à energia eólica ao abrigo dos respetivos avanços tecnológicos, devidamente conjugados com os incentivos governamentais para o início/consolidação dos respetivos projetos de investimento.

Com efeito, o contributo positivo da energia eólica na economia nacional constitui uma realidade, enunciando-se, a título de exemplo, a redução da utilização de petróleo na produção de eletricidade, a redução da emissão de gases poluentes para a atmosfera e a criação de postos de trabalho e conseqüente dinamização das zonas de localização das infraestruturas associadas.

Todavia, o desenvolvimento e os resultados práticos de projetos eólicos registaram um abrandamento por força do atual contexto de crise mundial, não só pela redução do número de licenças atribuídas, como também pelo crescente sentimento de incerteza por parte das entidades/empresas potencialmente interessadas no investimento/exploração de parques eólicos, considerada a imprevisibilidade da atribuição e/ou vigência dos incentivos tidos como fundamentais para a viabilidade dos projetos, com destaque para as tarifas *Feed-in*.

Nesse sentido e por via da presente dissertação, pretende-se proceder ao estudo da Energia Eólica Onshore em Portugal, com vista à conclusão sobre a viabilidade económico-financeira dos projetos face ao corte nos incentivos à energia eólica.

Palavras-Chave: Portugal, Energia Eólica, Tarifa *Feed-in*, viabilidade económico-financeira.

JEL Classificação: M21, Q42

Abstract

When it comes to wind power Portugal's strong growth has turned it into a worldwide reference.

The importation of fossil fuels, rising of internal consumption and an environmentally aware political position has made investing in renewable energies attractive to investors especially wind power which has benefitted from technological advances and various forms government subventions.

Wind power has had a beneficial effect in the nacional economy reducing the use of fossil fuels in the production of electricity thereby reducing CO₂ emissions, creating jobs and developing the areas around the power plants.

However various factors are contributing to reduce the momentum of wind power in Portugal.

The financial crisis, the reduction of licenses and a growing concern about the political position about renewable energies, the Feed-in tariffs, for example are result of concern for the future of the wind power in Portugal.

This dissertation will focus on the economic and financial viability of new wind power projects in Portugal given the political adversity which the sector is now facing.

Keywords: Portugal, Wind Power, Feed-in Tariff, Business Plan.

JEL Classification: M21, Q42

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Enquadramento	1
1.2.	Objetivos.....	2
1.3.	Estrutura da Dissertação	2
2.	Revisão Bibliográfica	3
2.1.	O Setor Elétrico Nacional - Enquadramento Legal do SEN.....	3
2.2.	Atividades do Sistema Elétrico Nacional	6
2.2.1.	Produção	6
2.2.1.1.	Produção em Regime Ordinário (PRO).....	7
2.2.1.2.	Produção em Regime Especial (PRE):	7
2.3.	Transporte de Eletricidade	8
2.4.	Distribuição de Eletricidade.....	8
2.5.	Comercialização de Eletricidade	8
3.	Liberalização do Setor Elétrico Nacional - MIBEL	11
3.1.	Modelo de Organização – MIBEL.....	12
3.1.1.	Mercado à Vista.....	13
3.1.2.	Mercado a Prazo	13
3.1.3.	Mercado Livre de Contratação Bilateral	14
3.2.	Gestão da Interligação entre Portugal e Espanha.....	15
4.	Caracterização Energética Nacional	18
4.1.	Política Energética Nacional.....	18
4.2.	Enquadramento Regulatório para as Energias Renováveis em Portugal	21
4.3.	Regime Remuneratório da Energia Eólica.....	25
4.4.	Energia Eólica em Portugal	29
4.5.	Panorama Mundial e Europeu.....	33
5.	Análise da Implementação de um Projeto Eólico em Portugal	35
5.1.	Fases de um Projeto Eólico.....	35
6.	Análise de Viabilidade Económico-financeira de um Parque Eólico	39
6.1.	Mapa do <i>Cash Flow</i> do Projeto Eólico	39
6.2.	Critérios de Decisão de Investimentos.....	40
6.2.1.	Valor Atual líquido (VAL)	40
6.2.2.	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).....	41
6.2.3.	Período de Recuperação do Investimento (PRI).....	42
6.3.	Análise Estratégica – SWOT	43
6.4.	Caracterização Geral do Projeto de Investimento.....	43

6.5.	Localização	45
6.6.	Análise dos Custos do Projeto	45
6.6.1.	Custos de Investimento.....	45
6.6.2.	Custos de Operação e Manutenção (O&M)	46
6.6.3.	Custos de Financiamento.....	47
6.6.4.	Custos com o Combustível.....	47
6.7.	Análise das Emissões de GEE	48
6.8.	Pressupostos Gerais	49
6.9.	Análise do Cenário Base.....	50
7.	Análise de Sensibilidade.....	52
7.1.	Análise de sensibilidade - Cenários Alternativos	53
8.	Energia Eólica em Mercado	57
9.	Conclusões.....	59

Índice de Figuras

Figura 1 – Cronograma da legislação nacional (Fonte: Diário da República, 2014)	5
Figura 2 - Modelo organizativo do SEN, de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. (Fonte: Adaptado ERSE, 2014)	10
Figura 3 - Modelo de Mercado Ibérico - MIBEL (Fonte: adaptado CMVM, 2014).....	15
Figura 4 - Interligações Portugal – Espanha (Fonte: REN, 2014).....	16
Figura 5 - Metas para 2020 (Fonte: DGEG, 2014).....	19
Figura 6 - Distribuição geográfica da potência eólica por NUTs II (Fonte: DGEG)	30
Figura 7 - Representação gráfica de um mapa de cash-flow de um projeto eólico (Fonte: DGEG, 2014).....	40
Figura 8 - Análise SWOT.....	43

Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Evolução da meta de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia de acordo com a Diretiva 28/2009/CE (Fonte: DGEG, 2014).....	20
Gráfico 2 - Evolução das metas setoriais de incorporação de renováveis no consumo de energia de acordo com a Diretiva 28/2009/CE (Fonte: DGEG, 2014).....	20
Gráfico 3 - Objetivos para a capacidade instalada renovável em 2020 (Fonte: DGEG, 2014).....	21
Gráfico 4 - Evolução da tarifa média aplicada à energia eólica (Fonte: Apren)	28
Gráfico 5 - Evolução da potência instalada eólica em Portugal (Fonte: DGEG, 2014) .	29
Gráfico 6 - Evolução do número de parques eólicos e aerogeradores instalados em Portugal (Fonte: DGEG, 2014).....	30
Gráfico 7 - Evolução da produção de eletricidade eólica em Portugal (Fonte: DGEG, 2014).....	31
Gráfico 8 - Influência do aumento da produção de eletricidade eólica na redução da dependência energética (Fonte: DGEG, 2014).....	33
Gráfico 9 - Ranking Mundial (Fonte: GWEC, 2013).....	34
Gráfico 10 - Ranking Europeu (Fonte: GWEC, 2013).....	34
Gráfico 11 - Aerogeradores Ligados à rede, em construção e adjudicados (Fonte: e2p Energias endógenas de Portugal, 2013).....	38
Gráfico 12 - Custo total de investimento, em preços de 2006 (Fonte: EWEA, 2009) ...	46
Gráfico 13 - Distribuição de custos em O&M (Fonte: EWEA, 2009)	47
Gráfico 14 - Representação gráfica do cenário 1 – Variações na tarifa	55
Gráfico 15 - Representação gráfica do cenário 2 – Variação no capital próprio.....	56

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Evolução das horas equivalentes de produção (Fonte: Elaboração própria com base em dados da DGEG).....	45
Tabela 2 - Custos de investimento iniciais (Fonte: EWEA, 2009).....	46
Tabela 3 - Emissões de GEE (Fonte: Elaboração própria com base em dados da DGEG)	48

Tabela 4 - Pressupostos gerais	49
Tabela 5 - Tabela resumo do cenário base	50
Tabela 6 – Tabela resumo da análise de sensibilidade	53

Lista de Abreviaturas

AdC	Autoridade da Concorrência
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
BT	Baixa Tensão
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CMEC	Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EBITDA	Resultados Antes de Juros, Impostos, Depreciações, e Amortizações
EDP	Energias de Portugal
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fonte de Energia Renovável
FER-A&A	Fonte de Energia Renovável no Aquecimento e Arrefecimento
FER-E	Fonte de Energia Renovável na Eletricidade
FER-T	Fonte de Energia Renovável nos Transportes
FIT	Tarifa <i>Feed-in</i>
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GGs	Gestão Global do Sistema
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
IVA	Imposto Sobre o Valor Acrescentado
K	Custo do Capital
Kwh	Quilowatt-hora
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MW	Megawatt
MWh	Megawatt/hora
O&M	Operação e Manutenção

OMEL	Operador del Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
OPEX	Despesas Operacionais
OTC	Over-the-Counter - Mercado ao Balcão
PIP	Pedido de Informação Prévia
PNAER	Plano de Ação para as Energias Renováveis
PRE	Produção em Regime Especial
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PRO	Produção em Regime Ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	Valor Atualizado Líquido

1. Introdução

1.1. Enquadramento

Nas últimas décadas, as necessidades de consumo de energia têm sido satisfeitas mediante a utilização de processos cujo funcionamento, na sua maioria, se baseia na combustão de matérias-primas como o petróleo, o carvão, a energia nuclear e, mais recentemente, o gás natural.

Nesse sentido e considerando que a energia constitui a força motriz das sociedades contemporâneas, matérias como as progressivas alterações climáticas, o aumento dos custos de energia e a crescente dependência de petróleo e outros combustíveis fósseis, configuram-se como questões de obrigatória análise cuja subsequente resposta obriga à reformulação dos atuais modelos de produção e de consumo de energia.

Acaba por ser nesse contexto que o setor das energias renováveis desempenha um papel crucial, uma vez que não só constitui uma peça importante no processo de construção de um futuro energético sustentável, como também assume, na presente data, posição de relevo na realidade socioeconómica nacional.

Face ao exposto e tendo em linha de conta a atual necessidade de fontes alternativas de energia, o Governo português tem criado condições favoráveis ao abrigo de regimes jurídicos especiais por via, fundamentalmente, da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente, através da utilização de recursos endógenos renováveis.

Nesse sentido, regista-se que Portugal tem estado na vanguarda de tais políticas e tem atraído vários investidores ao longo dos últimos anos, particularmente, na tecnologia de energia eólica. Todavia e na presente data, a referida tecnologia não se encontra totalmente exposta à abertura e/ou concorrência de mercado uma vez que, devido a este regime especial, toda a energia é vendida em mercado e a um preço fixo.

Não obstante e considerando a atual qualificação da energia eólica como uma tecnologia madura e competitiva, torna-se pertinente a análise do impacto decorrente das mudanças

no quadro regulamentar, nomeadamente, pela criação/regulamentação das tarifas *Feed-in* (FIT), bem como das consequências, positivas ou negativas, sobre a manutenção da respetiva competitividade caso cessem os apoios atualmente vigentes.

1.2.Objetivos

O principal objetivo desta dissertação consiste em efetuar uma análise económico-financeira por forma a concluir sobre a (in)viabilidade económica da comercialização da energia eólica mediante a sua introdução no mercado liberalizado, em concreto, no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), sem recurso aos incentivos governamentais.

Em suma e por força da análise da atual estrutura do Sistema Elétrico Nacional (SEN), conjugada com a situação socioeconómica expectável para os próximos anos, procura-se a resposta à questão “Qual o futuro da energia eólica em Portugal?”, no plano do (eventual) cenário de abandono progressivo dos respetivos incentivos, em concreto, as Tarifas *Feed-in*.

1.3.Estrutura da Dissertação

A dissertação é constituída por 9 capítulos, procedendo-se à sua análise concertada nos seguintes termos:

No 1º capítulo, apresentar-se-á o interesse por este tema, o seu enquadramento e os correspondentes objetivos.

No 2º capítulo, efetuar-se-á uma introdução ao sistema elétrico nacional, respetivo enquadramento legal e as atividades constituintes.

No 3º capítulo, expor-se-á a atual situação do Mercado Ibérico de Eletricidade e o seu funcionamento.

No 4º capítulo, iniciar-se-á a caracterização das energias renováveis, com destaque para a energia eólica e o respetivo enquadramento na política energética nacional, secundada pelo quadro regulatório, regime remuneratório e análise estatística do setor eólico, finalizando-se com a perspetiva do panorama mundial e europeu.

No 5º capítulo, far-se-á uma breve caracterização da implementação de um projeto eólico.

No 6º capítulo, apresentar-se-á uma análise de viabilidade económica de um projeto eólico e respetivas conclusões

No 7º capítulo, efetuar-se-á uma análise de sensibilidade, utilizando cenários alternativos;

No capítulo 8 e 9, expor-se-ão as conclusões retiradas do trabalho efetuado.

2. Revisão Bibliográfica

Para a realização da presente dissertação é essencial a utilização de um referencial teórico, artigos especializados na área, informação económica e financeira bem como toda a legislação subjacente, que caracterize o setor eólico.

Importante também para a pesquisa deste tema é a informação estatística, junto de institutos de estatística, entidades certificadoras, e empresas do setor que servirão de base para o estudo

2.1.O Setor Elétrico Nacional - Enquadramento Legal do SEN

Sem prejuízo da devida referência ao quadro legislativo precedente, enunciando-se, a título de exemplo, o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, por via do qual se procedeu ao enquadramento prático-normativo do exercício legítimo da atividade de produção de energia elétrica, a década de 90 constitui o ponto de partida do processo de liberalização do setor elétrico em Portugal, por força da consagração da liberdade de acesso à atividade de produção e/ou distribuição de energia elétrica, ao abrigo do respetivo quadro legislativo conjugado com a entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

Todavia e considerando a sua constituição, em simultâneo, pelo Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e pelo Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado (SENV), sem descuidar o quadro legislativo-regulamentar de regulação do setor (enuncie-se, a

título de exemplo, o disposto no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, conjugado com o Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro) o mercado liberalizado não implicou, de todo, a exclusão do mercado regulado no âmbito do SEN, pelo que importa proceder à análise da sua lógica de mercado.

A nível global, o processo de liberalização do setor só viria a ocorrer com a publicação dos Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de agosto, em cumprimento do dever de Portugal, enquanto Estado-Membro, de proceder à transposição da Diretiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho, e cujo enquadramento prático-normativo se encontra na génese do MIBEL.

Por referência à supra identificada Diretiva, importa de igual modo assinalar o Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro (Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro), com as suas alterações e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e respetiva regulamentação prática, que estabeleceu o enquadramento prático-normativo subjacente à organização/funcionamento do SEN, com particular incidência nas atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, assim como na organização dos respetivos mercados (lógica de concorrência).

Em consonância com o disposto na supra identificada Diretiva, o referido diploma de 2006 propugnou a criação de um mercado organizado e de livre concorrência (licença), sendo que a atividade de transporte/distribuição ficava agora dependente de concessões de serviço público, o que determinou o término da obrigatória celebração de uma relação comercial exclusiva com a concessionária da Rede Nacional de Transporte¹ (RNT).

Para a sua melhor ilustração, procede-se de seguida à apresentação gráfica da evolução do quadro legislativo do Setor Energético, sem prejuízo da referência a outros diplomas ao longo da presente dissertação, com pertinência para a análise proposta:

¹ REN - Redes Energéticas Nacional

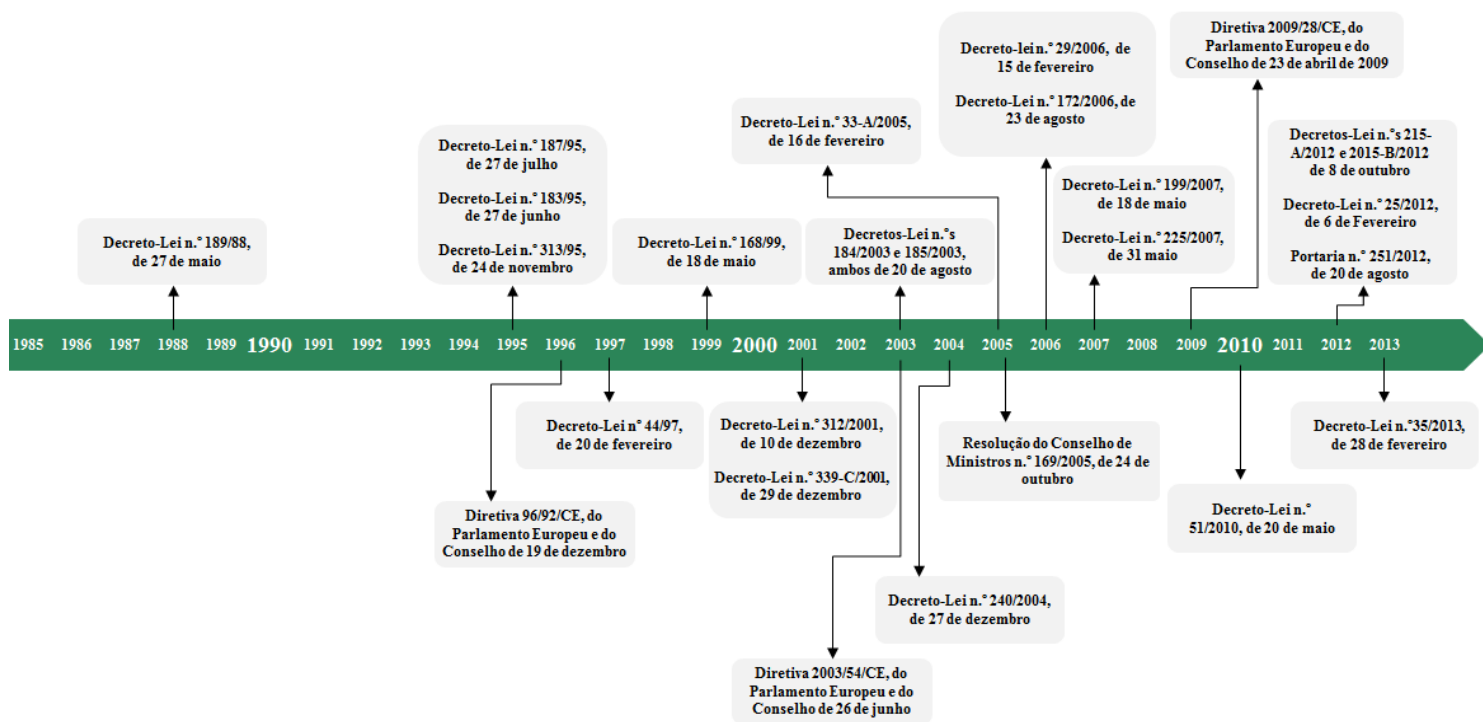


Figura 1 – Cronograma da legislação nacional (Fonte: Diário da República, 2014)

2.2. Atividades do Sistema Elétrico Nacional

No plano da sua organização e ao abrigo do disposto no artigo 13º do Decreto-lei n.º 29/2006, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o SEN integra o exercício das seguintes atividades:

- Produção de eletricidade;
- Transporte de eletricidade;
- Distribuição de eletricidade;
- Comercialização de eletricidade;
- Operação dos mercados organizados de eletricidade;
- Operação logística de mudança de comercializador de eletricidade;
- Outras atividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito do mercado integrado no SEN;

Vejam as 4 atividades principais, em pormenor:

2.2.1. Produção

A atividade de produção de eletricidade no plano nacional encontra-se sujeita ao regime de livre concorrência, estando apenas sujeita à obtenção de licença ou, nalguns casos, à realização de comunicação prévia junto das entidades administrativas competentes (cfr. artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 29/2006).

Na sequência da republicação do Decreto-Lei n.º 29/2006 pelo do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, alteram-se os conceitos de produção em regime ordinário (PRO) e de produção em regime especial (PRE), uma vez que a PRE deixou de se distinguir da PRO apenas pela sujeição a regimes jurídicos especiais.

Com efeito a PRE, que deixou de depender exclusivamente da atribuição prévia de licença, passou a englobar a atividade de **produção através de recursos não renováveis** sendo que se procedeu, em simultâneo, a uma alteração profunda do respetivo regime remuneratório, situação pela qual a PRE deixou de se enquadrar, em exclusivo, no âmbito da remuneração garantida e bonificada (tarifa *Feed-in*).

2.2.1.1. Produção em Regime Ordinário (PRO)

De acordo como quadro legislativo aplicável, a PRO compreende a “...a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial”².

Todavia, o referido conceito inclui de igual modo os centros electroprodutores afetos aos contratos de aquisição de energia (CAE), aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), celebrados, respetivamente, ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de junho e o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, ambos com as suas alterações, assim como os centros electroprodutores que beneficiam de incentivos à garantia de potência, por força do disposto na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

No âmbito da PRO, os produtores podem vender a sua produção quer através da participação em mercados organizados, designadamente o MIBEL, quer pela celebração de contratos bilaterais com clientes finais, com comercializadores de eletricidade e, se for o caso, com a entidade responsável pela gestão dos CAE que ainda se encontrem em vigor.

2.2.1.2. Produção em Regime Especial (PRE):

Relativamente ao conceito de PRE e, novamente, ao abrigo do quadro legislativo aplicável, este compreende “...a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.”³

Nessa sequência, a PRE pode ser exercida ao abrigo do **regime de remuneração garantida** (comercializador de último recurso), assim como ao abrigo do **regime geral**,

²Decreto-Lei n.º29/2006, de 15 de Fevereiro- Artigo 17.º alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro

³Decreto-Lei n.º29/2006, de 15de Fevereiro- Artigo 18.º, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro

mediante a venda da eletricidade produzida em mercados organizados, ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de eletricidade.

2.3. Transporte de Eletricidade

A atividade de transporte é exercida em regime de **concessão de serviço público**, sendo que a concessão da RNT encontra-se atribuída, em exclusivo, à sociedade REN - Rede Elétrica Nacional pelo período de 50 anos, e por via da qual a concessionária exerce as atividades reguladas, da gestão global do sistema (GGS) e do transporte de energia elétrica (TEE).

2.4. Distribuição de Eletricidade

À semelhança do disposto no subponto anterior, a atividade de distribuição de eletricidade é exercida em regime de **serviço público** por via da exploração da rede nacional de distribuição (RND), em exclusivo, pela empresa EDP Distribuição Energia, S.A, sendo que apenas a distribuição em baixa tensão (BT) se encontra atribuída aos municípios, sem prejuízo da possibilidade de procederem ao exercício direto ou à concessão da atividade de exploração das redes.

2.5. Comercialização de Eletricidade

Neste âmbito e ao contrário do disposto nos dois subpontos anteriores (monopólios naturais), o exercício da atividade de comercialização de eletricidade é livre, i.e., encontra-se sujeita à concorrência, pelo que os comercializadores podem livremente comprar e vender eletricidade, através da celebração de contratos bilaterais ou através da participação em mercados organizados, nos termos melhor descritos nos artigos 44º ss. do Decreto-Lei n.º 29/2006.

Todavia, por força do quadro legislativo aplicável (Decreto-Lei n.º 29/2006) e não obstante a nota anterior relativa à liberdade do exercício da atividade, impõe-se a existência das figuras do **Comercializador de Último Recurso (CUR)** (cfr. artigo 46º) e do **Facilitador de Mercado** (cfr. artigo 49º, importando assinalar a atribuição de licença como condição para o respetivo exercício legítimo), uma vez que a concorrência

não pode obstar à efetividade e/ou continuidade do fornecimento, sem prejuízo das situações de exceção enunciadas na 2ª parte do n.º 4 do artigo 42º.

Em relação aos Consumidores, estes podem escolher livremente o seu comercializador, sem quaisquer encargos adicionais, assinalando-se a preocupação do legislador em torno da tutela das suas expectativas e direitos, conforme se pode depreender pela consulta dos artigos 53º e 54º do Decreto-Lei n.º 29/2006 (enuncie-se, a título de exemplo, o direito de acesso livre aos respetivos dados de consumo, assim como o direito de ser regular e corretamente informado sobre todos os aspetos relevantes em torno da escolha e relação comercial com o comercializador).

Como contraponto, importa referir o artigo 55º do referido diploma legal, que estabelece o correlativo elenco de deveres imputáveis aos consumidores.

Já no âmbito da regulação, as atividades de transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como as de operação de logística de mudança de comercializador e de gestão de mercados organizados, encontram-se sujeitas a regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), sem prejuízo das competências atribuídas à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), Autoridade da Concorrência (AdC), Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e a outras entidades administrativas, cada uma na sua área (cfr. artigo 57º do Decreto-Lei n.º 29/2006, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro).

Por último, importa referir que a monitorização da segurança de abastecimento é garantida pelo Estado Português, em concreto, pelos serviços da DGEG, com a colaboração do operador da RNT, ao abrigo do artigo 63º do referido diploma.

Apresenta-se na figura 2 de forma sintética o modelo de organização do SEN:

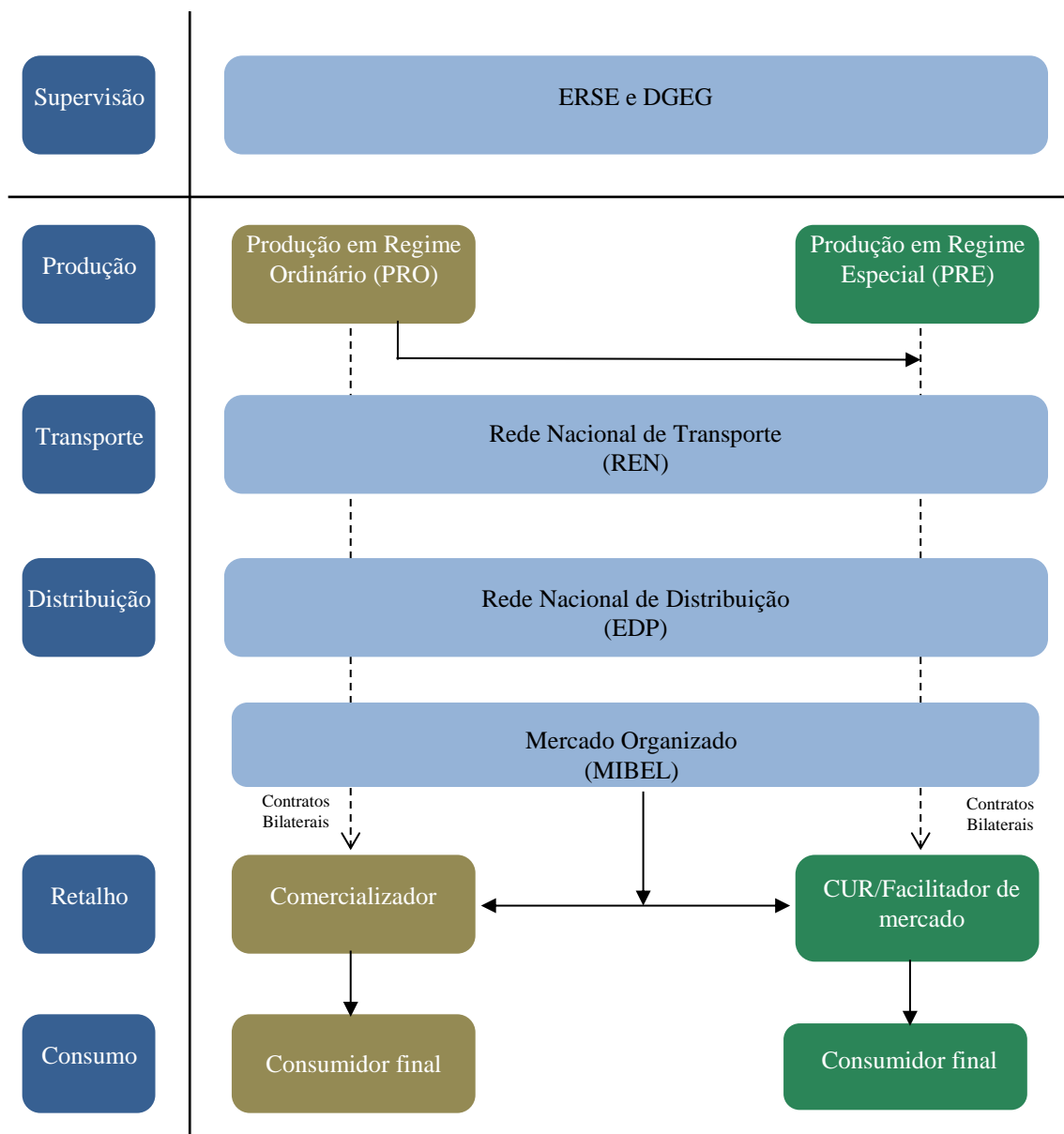


Figura 2 - Modelo organizativo do SEN, de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. (Fonte: Adaptado ERSE, 2014)

3. Liberalização do Setor Elétrico Nacional - MIBEL

A construção do MIBEL constituiu intenção ativa dos Estados Ibéricos desde o ano de 1997, data do estabelecimento dos primeiros contatos para o efeito sendo que, a julho de 1998, foi assinado um Memorando de Acordo de Cooperação em matéria de energia elétrica entre o Ministério da Economia de Portugal e o Ministério da Indústria e Energia de Espanha.

Neste reportado percurso de construção contínua por parte dos governos ibéricos, sublinham-se, entre outros, os seguintes acontecimentos:

- A celebração, em novembro de 2001, do Protocolo de Colaboração entre os Estados Ibéricos para a criação do MIBEL;
- A assinatura, em outubro de 2004 na cidade de Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha (Acordo de Santiago);
- A XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em novembro de 2006;
- Cimeira na cidade de Braga em janeiro de 2008, onde se procedeu à revisão do Acordo de Santiago que veio aprofundar e clarificar algumas matérias.

No plano dos principais objetivos, o MIBEL elege o propósito de *“Beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos; (...) Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização; (...) Favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência; (...) Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade; (...) Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.”*⁴.

⁴ “*Descrição do Funcionamento do Mibel*”, de Novembro de 2009 (Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, constituído pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, pela Comisión Nacional del Mercado de Valores e pela Comisión Nacional de Energía).

A propósito do objetivo da liberalização do acesso ao mercado, procedeu-se à conversão dos CAE relativos às centrais pertencentes à EDP Produção, a partir da data de 1 de julho de 2007, através da aplicação das medidas compensatórias previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio. Por via do referido quadro normativo, procedeu-se ao estabelecimento das condições de cessação dos CAE, pelas quais se atribuiu, aos respetivos contraentes, o direito a receber uma compensação denominada por CMEC.

Sem prejuízo da referência à manutenção dos CAE das empresas Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A, e TURBOGÁS – Produtora Energética, S.A., a referida compensação assume o propósito de garantir a obtenção de benefícios económicos, equivalentes aos proporcionados pelos contratos anteriores, que não se encontrem devidamente garantidos pelas receitas esperadas em regime de mercado.

3.1. Modelo de Organização – MIBEL

Ao abrigo do quadro jurídico caracterizador do atual modelo organizativo, previsto no Acordo de Santiago de Compostela, a contratação de energia elétrica no MIBEL processa-se através dos seguintes mercados:

- Mercados organizados:
 - ✓ Mercado à vista
 - ✓ Mercado a Prazo
- Mercados não organizados:
 - ✓ Mercado livre de contratação bilateral

Analisando a respetiva dinâmica, o MIBEL é constituído por um operador de mercado ibérico (OMI), que se divide por sua vez num pólo português (OMIP) e num pólo espanhol (OMEL atualmente designado como OMIE).

O OMIP é responsável pela gestão do mercado a prazo, ao passo que o OMIE é responsável pela gestão do mercado diário e intradiário.

Pela análise sucinta de cada um dos mercados, obtêm-se as seguintes notas:

3.1.1. Mercado à Vista

Sendo gerido pelo OMIE, o Mercado à Vista é constituído pelo mercado diário e pelo mercado intradiário, sendo que:

O Mercado Diário configura-se como uma plataforma diária para a transação de eletricidade para entrega, física, no dia seguinte ao da negociação/liquidação. Da presente dinâmica obter-se-á um preço para cada uma das 24 horas de cada dia do ano, sendo que qualquer agente registado pode oferecer ou comprar energia, mediante a indicação, em cada oferta, do respetivo dia/hora (horário espanhol), preço e quantidade de energia correspondentes.

Por sua vez, o Mercado Intradiário, também denominado como mercado organizado de ajustes, visa a adequação da oferta/procura, de forma mais precisa e próxima do tempo real do que é permitido no mercado diário, possibilitando-se assim a resolução de possíveis desajustes. Nessa sequência, permite-se uma maior flexibilidade aos agentes, em concreto, os produtores e comercializadores, em função das suas necessidades e sem prejuízo das garantias a nível de transparência/supervisão que caracterizam o mercado diário.

3.1.2. Mercado a Prazo

Sendo gerido pelo OMIP, o Mercado a Prazo configura-se como um mercado sob a forma de derivados, por via da celebração de contratos de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, superiores ao referencial diário

Até à presente data, este tipo de mercado contempla contratos futuros (o mais usual), contratos *forward* e contratos *SWAP*, sendo que a negociação neste plano pode ser realizada de duas formas:

- a) **Negociação contínua**, realizada nos termos previstos no regulamento de negociação para o efeito (horário); ou,

- b) **Negociação através de leilão**, através de sessões realizadas nas 4 primeiras quartas-feiras de cada mês, sendo que os comercializadores de último recurso ibéricos se encontram vinculados a correlativas obrigações de compra.

No âmbito do OMIP, importa de igual assinalar a eventualidade de se proceder a liquidações de operações em OTC (*Over-the-Counter*: mercado ao balcão), previamente convencionadas entre as partes e cujo risco de crédito será assumido pelo Mercado Organizado, através da gestão das necessárias garantias.

No plano do Mercado a Prazo, importa ainda destacar a intervenção da OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia S.A., que assume a posição de contraparte central, de câmara de compensação e, paralelamente, de sistema de liquidação de todas as operações realizadas no mercado.

3.1.3. Mercado Livre de Contratação Bilateral

Neste plano, visa-se a celebração de contratos entre todo o tipo de produtores e os demais agentes qualificados.

A contratação bilateral pode ainda conter a liquidação de outro tipo de instrumentos de mercado enunciando-se, a título de exemplo, os leilões de libertação de capacidade de produção, qualificados como mecanismos regulados de colocação em mercado da capacidade de produção de um determinado agente, com vista ao fomento da concorrência no mercado elétrico.

Na figura seguinte ilustra-se, de forma sintética, o modelo de Mercado do MIBEL:

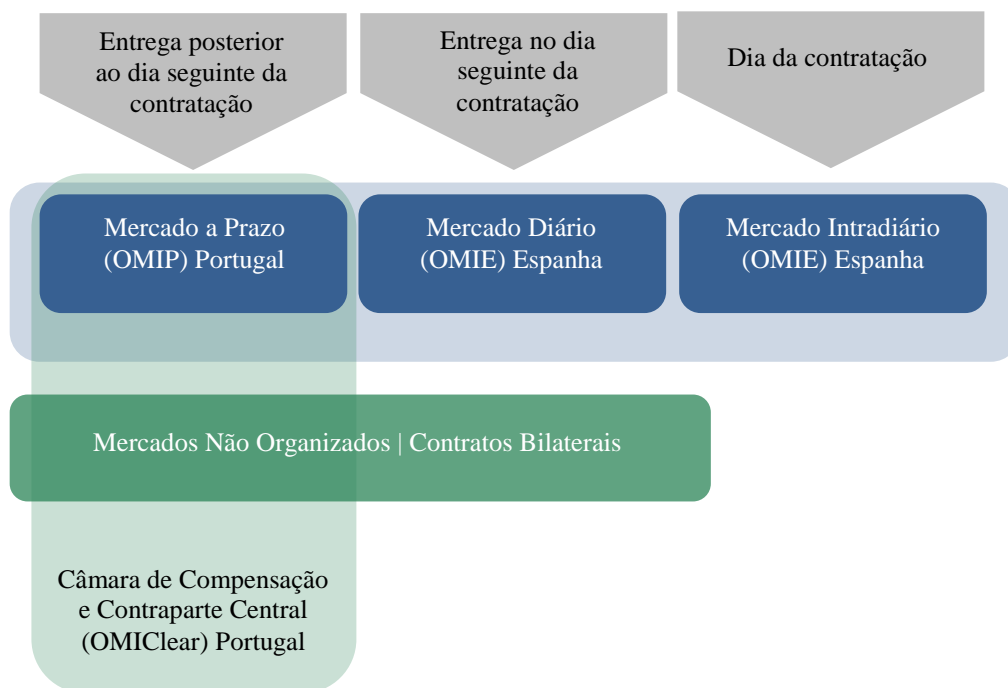


Figura 3 - Modelo de Mercado Ibérico - MIBEL (Fonte: adaptado CMVM, 2014)

3.2. Gestão da Interligação entre Portugal e Espanha

No plano do MIBEL e considerada a possibilidade do registo de uma situação de incapacidade de absorção do fluxo de energia, considerado na sua totalidade, resultante das transações pretendidas pelos agentes do mercado, procedeu-se ao desenvolvimento de um mecanismo de gestão conjunta de congestionamentos na interligação Portugal – Espanha.

Com vista ao cumprimento do referido objetivo, criou-se o mecanismo de Separação de Mercados (*Market Splitting*), cuja aplicação procede à atribuição de capacidade a curto prazo (nos horizontes diário e intradiário), considerando para tal todas as ofertas de compra e venda apresentadas no mercado pelos agentes situados em Espanha e Portugal, assim como a capacidade disponível.

O referido mecanismo será acionado quando as trocas comerciais de energia elétrica excederem a capacidade de interligação entre os dois países, o que por sua vez determinará o registo de preços diferenciados para a área portuguesa e para a área

espanhola, nas horas de congestionamento. Caso seja desnecessária a utilização de toda a capacidade de interligação, o preço será único para os dois sistemas visto que se verifica capacidade de absorção e integração de mercado.

Apresenta-se na figura seguinte a capacidade atual de interligação entre os dois países:

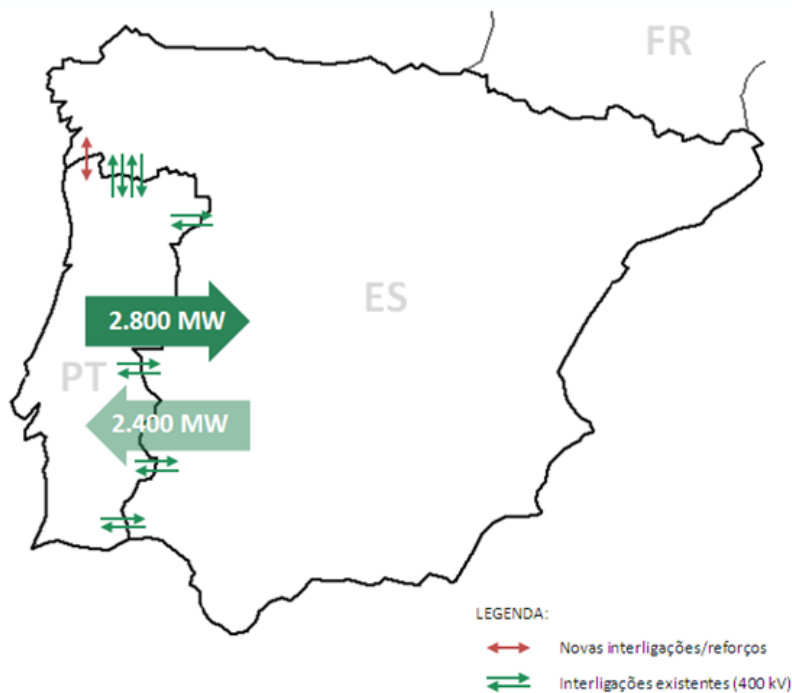


Figura 4 - Interligações Portugal – Espanha (Fonte: REN, 2014)

Para o cumprimento do objetivo fundamental de garantir a segurança de abastecimento de energia elétrica na Península Ibérica, assinala-se a implementação de um regime de incentivos à disponibilidade (garantia de potência) e ao investimento, por via da publicação da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com vista à obtenção de um nível de garantia de abastecimento de energia elétrica adequado ao SEN, numa ótica de médio e longo prazo.

Com efeito, em relação ao incentivo à disponibilidade, reportamo-nos a um “...complemento pecuniário destinado a apoiar a manutenção de um permanente estado de prontidão dos centros electroprodutores térmicos para acorrer às necessidades de garantia de abastecimento do SEN”⁵ (centros electroprodutores térmicos: Ribatejo, Lares e Pego), ao passo que o incentivo ao investimento se

⁵ N.º 2 do Artigo 2.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto

configura como um “...complemento pecuniário destinado a apoiar a realização de investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas”⁶ (Centros electroprodutores hídricos: Ribeiradio, Baixo sabor, Foz-Tua, Girabolhos, Bogueira, Fridão, Alto Tâmega, Daivões, Gouvães, Alvito, e os reforços de potência dos aproveitamentos do Alqueva, Venda Nova e Salamonde).

⁶ N.º 3 do Artigo 2.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto

4. Caracterização Energética Nacional

4.1. Política Energética Nacional

Como membro da União Europeia, Portugal partilha os esforços de promoção das energias renováveis, eficiência energética e redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), garantindo ao mesmo tempo a segurança do abastecimento, a competitividade da economia e o bem-estar dos cidadãos. Neste sentido, estabeleceram-se objetivos ambiciosos para 2020, e mais recentemente para 2030, e que forçam os Estados-Membros a adotarem estratégias de médio e longo prazo conducentes a uma economia de baixo carbono e que conduzam à existência de energia competitiva e acessível a todos os consumidores, a novas oportunidades para o crescimento do emprego e à garantia de uma maior segurança de abastecimento e redução da dependência energética.

Portugal está na dianteira no que toca à aposta nas energias renováveis, tendo alcançado resultados bastante positivos nos últimos anos.

Mostra disso é a redução da dependência energética do exterior (71,5% em 2013 face a 85,7% em 2000)⁷, aumento da produção doméstica de energia para garantir níveis elevados de segurança de abastecimento (27,3% do consumo total de energia primária em 2013 contra 14,8% em 2000)⁸ e redução das emissões de GEE (-18% em 2012 face a 2000)⁹.

De salientar também o contributo deste setor para a economia portuguesa, na criação de toda uma nova fileira industrial e empresarial geradora de emprego, promotora do desenvolvimento regional, dinamizadora das exportações de bens e serviços, impulsionadora de inovação e investigação científica, capaz de captar investimento internacional e de estimular a internacionalização das empresas nacionais.

Na sequência da adoção por parte da Comissão Europeia (CE) da estratégia 20-20-20 com o intuito de se estabelecerem metas para 2020, a CE aprovou a Diretiva

⁷ Fonte: DGEG

⁸ Fonte: DGEG

⁹ Agência Portuguesa do Ambiente (APA)

2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009, impondo a cada Estado-Membro uma meta nacional de incorporação de energias renováveis no consumo final bruto de energia e o estabelecimento de um plano de ação próprio, definindo as metas e ações a desencadear para a prossecução dos objetivos visados. Nessa sequência e no âmbito nacional, procedeu-se à elaboração do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020), aprovados pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril.

O PNAER fixa objetivos nacionais para cada Estado-Membro relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida nos setores dos Transportes (FER-T), Eletricidade (FER-E) e Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A) em 2020, bem como as respetivas trajetórias de penetração de acordo com o ritmo de implementação das medidas e ações previstas em cada um desses setores, tendo em conta os efeitos de outras políticas relacionadas com a eficiência energética no consumo de energia.

A figura 5 apresenta as metas a nível europeu, nacional e do governo atual a atingir no horizonte 2020:

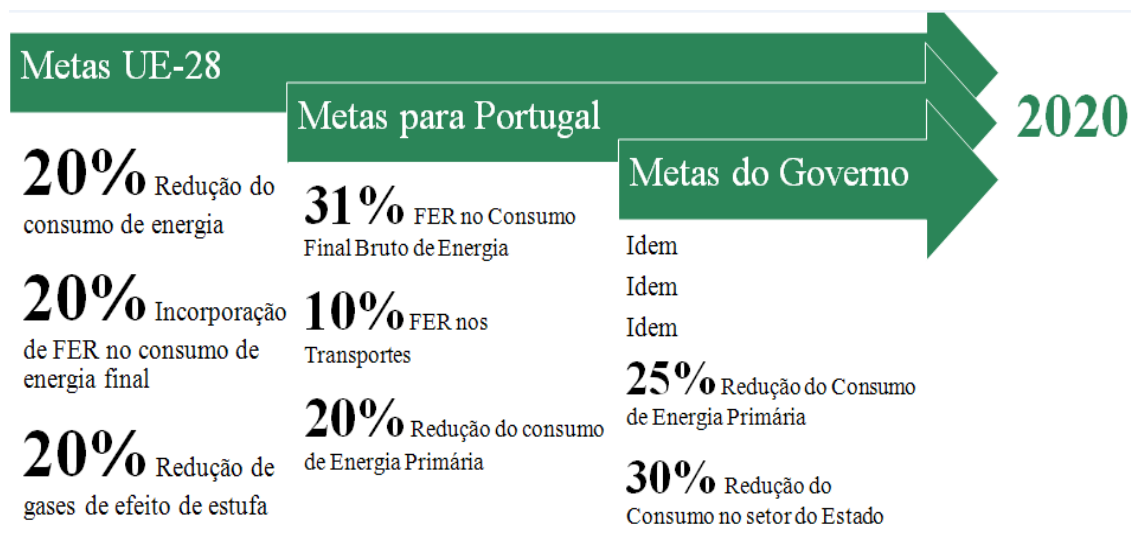


Figura 5 - Metas para 2020 (Fonte: DGEG, 2014).

Com efeito, no ano de 2012¹⁰ e à luz dos objetivos para 2020 então vigentes, Portugal reportou a percentagem de 33,0% de FER (Fontes de Energia Renovável) no eixo de

¹⁰ Relativamente aos dados (%) que constam do presente parágrafo a sua fonte é a DGEG, e à data da finalização deste trabalho não se encontravam disponíveis mais dados.

aquecimento e arrefecimento, 47,6% na eletricidade, 0,4% nos transportes¹¹ (meta de 10,0%) e 25,1% no consumo final bruto de energia (meta de 31,0%).

Com estes resultados, Portugal já cumpriu 80% do seu objetivo para 2020, colocando-se como um dos Estados-Membros com maior incorporação de renováveis no consumo final de energia.

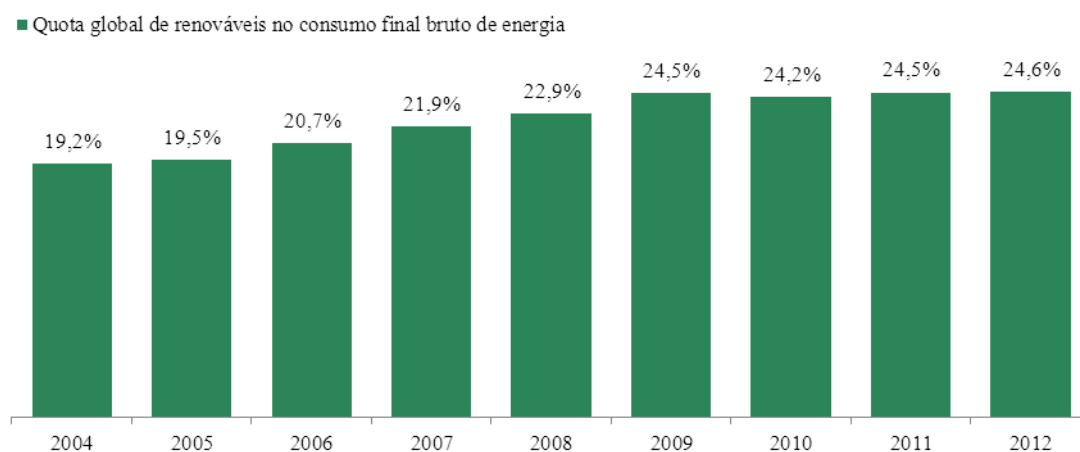


Gráfico 1 - Evolução da meta de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia de acordo com a Diretiva 28/2009/CE (Fonte: DGEG, 2014)

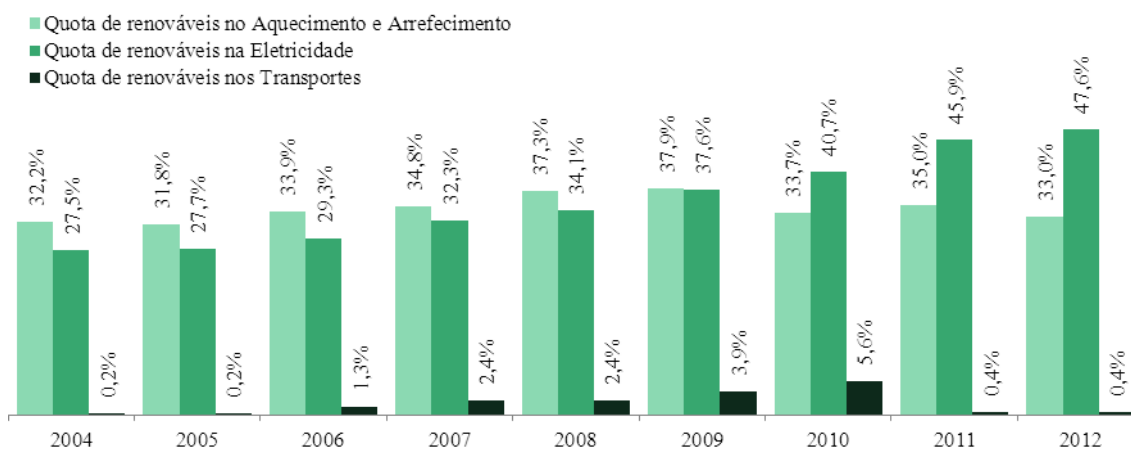


Gráfico 2 - Evolução das metas setoriais de incorporação de renováveis no consumo de energia de acordo com a Diretiva 28/2009/CE (Fonte: DGEG, 2014)

¹¹ Esta redução na percentagem no setor dos transportes face a 2010, deve-se à não operacionalização da certificação dos biocombustíveis para efeitos do cálculo da meta pela metodologia oficial do Eurostat, obrigatória a partir de 2011. Com efeito, a partir do ano de 2010 são apenas contabilizados os biocombustíveis dos pequenos produtores, o que explica o decréscimo do valor nos anos de 2011 e 2012, o qual, no caso contrário, rondaria os 6%.

O cumprimento do objetivo para o setor da eletricidade (FER-E) no ano de 2020 passa pelo aumento da capacidade instalada para a produção de eletricidade de origem renovável dos atuais 11,3 GW para 15,8 GW, o que representará um acréscimo de 40%. No caso particular da energia eólica, prevê-se um aumento dos atuais 4,7 GW para 5,3 GW, o que representará um acréscimo de 12%.

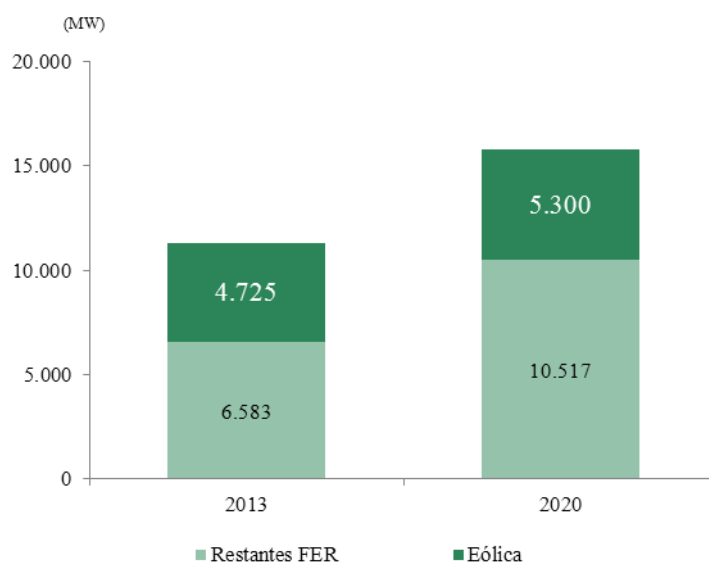


Gráfico 3 - Objetivos para a capacidade instalada renovável em 2020 (Fonte: DGEG, 2014)

4.2. Enquadramento Regulatório para as Energias Renováveis em Portugal

Analisando, em detalhe, o quadro normativo das energias renováveis no plano regulamentar, localiza-se no ano de 1988 o registo da primeira iniciativa, por via da publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, pelo qual se procedeu ao reconhecimento da importância das energias renováveis no contexto nacional, assim como ao incentivo do seu desenvolvimento, pela criação das condições/regimes especiais adequados ao fomento do investimento em recursos endógenos, nomeadamente os renováveis.

O referido diploma legal, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro, viria a ser revisto pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, cujas linhas de destaque passam pela criação do mercado interno de energia, em consonância com

emergentes preocupações com a defesa do ambiente, a nível global¹², sendo que, em termos remuneratórios, procurou-se incentivar e premiar o investidor da central renovável, através não só da compensação pelos custos evitados pelo SEP, como também pelo benefício ambiental da utilização de recurso renováveis face aos fósseis.

Com efeito, ao abrigo do artigo 22º do Decreto-Lei n.º 189/88, alterado pelo Decreto-Lei n.º 168/99, os produtores abrangidos pelo presente regime legal configuravam-se como titulares de uma “...obrigação de compra, pela rede pública da energia produzida durante o prazo de vigência das licenças previstas”, o que constituía considerável fator de redução do risco associado ao projeto de investimento, visto que o governo assegurava uma remuneração garantida durante o período da licença estipulada.

Por referência ao **sistema de remuneração** em si mesmo considerado, importa a menção à fórmula enunciada no **Anexo II** do Decreto-Lei n.º 189/88, que determina o preço de cada kWh produzido a partir de fontes de energia renováveis e segundo a qual deve ser faturada a energia pelo produtor.

Fórmula:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV}$$

Legenda:

- ✓ VRD_m é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;
- ✓ $KMHO_m$ é um coeficiente facultativo, que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- ✓ $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- ✓ $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- ✓ $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- ✓ IPC_{m-1} é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1;

¹²“...um novo impulso ao desenvolvimento dos recursos renováveis, contribuindo para uma mais ampla utilização das fontes endógenas de energia e permitindo uma maior articulação entre as políticas da energia e do ambiente (cf. Preâmbulo do Decreto – Lei n.º 168/99, de 18 de maio).”

- ✓ IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de atividade da central;
- ✓ LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Todavia e como consequência do aumento de investimento na área das energias renováveis decorrente do supra exposto enquadramento prático-normativo, o governo deparou-se com dificuldades relativamente à adequação da capacidade da rede do SEP para a receção da energia elétrica proveniente dos centros electroprodutores do SEN, fator de inviabilização dos projetos apresentados pelos promotores, pelo que se procedeu à publicação do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, com vista à criação das condições necessárias ao aproveitamento dos recursos renováveis.

Seguidamente, assinala-se a publicação do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, por via do qual se procedeu ao reforço das intenções do governo no que diz respeito à prossecução dos objetivos de política energética, em concreto, a redução da dependência energética e a redução das emissões GEE.

Nesse sentido e por via do supra identificado diploma, procedeu-se à revisão do Decreto-Lei n.º 189/88, com as suas alterações, que consistiu no estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração por via da incorporação, na fórmula, de um coeficiente adimensional Z “...que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada...”¹³

Considerando que o referido coeficiente assume valores diferentes de acordo com o tipo de central, vejamos o exemplo das centrais eólicas, objeto de estudo da presente dissertação, conforme enunciado no n.º 18 do Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, objeto das referidas alterações:

- Para a energia produzida nas primeiras duas mil horas de funcionamento — 1,70;
- Para o excedente de energia produzida entre as duas mil horas e as duas mil e duzentas horas — 1,30;

¹³Cf. Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, republicado pelo Decreto-Lei n.º 339 – C/2001

- Para o excedente de energia produzida entre as duas mil e duzentas horas e as duas mil e quatrocentas horas — 0,95;
- Para o excedente de energia produzida entre as duas mil e quatrocentas horas e as duas mil e seiscentas horas — 0,65;
- Acima das duas mil e seiscentas horas — 0,40.

Uma outra questão abordada no referido diploma de 2001 consiste no pagamento por parte das centrais eólicas aos municípios de uma renda pela localização das respetivas infraestruturas, cujo valor se cifra na percentagem de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade recetora da energia elétrica produzida em cada instalação.

Por via da publicação do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, procedeu-se à revisão/atualização dos valores de cálculo do valor da remuneração de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, em conjugação com os prazos necessários para garantir o retorno dos investimentos¹⁴, sem descurar a necessária adequação da procura à capacidade (efetiva/potencial) da rede pública em função da particular articulação entre a oferta e a procura em cada zona de rede. Com vista ao cumprimento de tal objetivo e por via do referido diploma, procedeu-se ao estabelecimento de um prazo para a reserva de capacidade na rede por parte dos promotores¹⁵.

Por via da publicação do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 maio, procedeu-se ao lançamento de um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis, em conformidade com o disposto na Resolução de Conselhos de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro, com o fim de agilizar a dinâmica do setor das energias renováveis, enunciando-se, a título de exemplo, a simplificação dos procedimentos ligados ao licenciamento e, por associação, a burocracia do setor.

No plano específico da energia eólica e sem prejuízo da devida referência às demais medidas previstas no referido diploma, atribui-se particular nota de destaque ao sobreequipamento de centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento, até ao limite de

¹⁴ 15 anos, no caso das centrais eólicas, sem prejuízo do cumprimento alternativo do mesmo objetivo pelo registo da entrega dos primeiros 33 GWh à rede

¹⁵ “...evitando, assim, que a reserva de capacidade injustificada prejudique o desenvolvimento de projectos mais pequenos e mais adequados a cada realidade” (cfr. Preâmbulo do Decreto – Lei n.º 33-A/2005)

20% da capacidade de injeção licenciada. Por via da referida medida, pretendeu-se o registo do aumento da capacidade instalada com menor impacto sobre o ambiente e o território, por comparação com o decorrente da instalação de novas centrais eólicas, em conjugação com uma simultânea utilização racional das infraestruturas existentes da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Ainda no presente âmbito, importa referir a simplificação do procedimento para a instalação de sobreequipamento em centrais eólicas, por via da publicação do Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio.

4.3. Regime Remuneratório da Energia Eólica

Na sequência do exposto no subponto anterior, impõe-se a referência ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, por via do qual se procedeu a uma alteração profunda no regime remuneratório da produção de eletricidade em regime especial, por força do término do regime de aplicação exclusiva do sistema de remuneração garantida (FIT).

Com efeito e por referência ao período prévio à entrada em vigor do referido diploma, a produção em regime especial encontrava-se vinculada a uma obrigação de compra a preços bonificados, por parte do CUR, em concreto, a EDP – Serviço Universal, S. A.

Ao abrigo do artigo 33º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, consagraram-se 2 regimes remuneratórios para o exercício da atividade de produção de eletricidade, em regime especial, a saber:

- **Regime Geral**, cujo funcionamento se encontra em consonância com a produção em regime ordinário, operando-se a venda de energia elétrica quer por dinâmica de mercados organizados, quer pela celebração de contratos bilaterais para o efeito, nos termos e com os intervenientes melhor identificados na legislação em análise (cfr. alínea a) do n.º 1 do artigo 33º-G);
- **Regime de Remuneração Garantida**, cuja característica dominante passa pela entrega do produto ao CUR, mediante a remuneração do centro electroprodutor ao abrigo do particular enquadramento prático-normativo previsto para o efeito (cfr. n.ºs 1 (alínea b)), 4 e 5 do artigo 33º-G).

Por via da publicação do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, procedeu-se ao estabelecimento de novos regimes remuneratórios alternativos configurados para vigorar após os períodos iniciais de remuneração garantida.

O referido diploma aplica-se às instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, assim como as instalações abrangidas pelo Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 maio, com as suas alterações, e desde que a respetiva capacidade de injeção na rede tenha sido atribuída através de procedimento concursal, promovido ao abrigo do artigo 14º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, com as suas alterações.

Como resultado da aplicação do referido diploma, os titulares dos centros electroprodutores, **após o fim do período de remuneração garantida**, passam a poder escolher entre as seguintes opções:

- 1) Beneficiar de uma tarifa, cujos termos serão definidos pelo membro do governo responsável pela área da energia, durante um período adicional de 5 anos caso das centrais eólicas com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro;
- 2) Beneficiar de uma extensão da capacidade máxima injetável na rede de 33 GWh para 44 GWh, durante os primeiros 20 anos a contar do início do fornecimento de eletricidade à rede, no caso das instalações eólicas abrangidas pelo Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, desde que a capacidade de injeção na rede tenha sido atribuída nos termos do parágrafo anterior, em conjugação com a apresentação de requerimento para o efeito junto da DGEG, por parte do titular do centro electroprodutor até à data de 1 de junho de 2013;

- 3) Regimes remuneratórios alternativos, nos seguintes termos:
- a) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, no período adicional de 5 anos, determinando-se o limite mínimo e o limite máximo pelo recurso aos valores de referência de, respetivamente, 74 €/MWh e 98 €/MWh (cfr. alínea a) do n.º 2 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013); ou
 - b) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, no período mencionado na alínea anterior, registando-se o limite mínimo de 60 €/MWh, (cfr. alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013);
 - c) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, no período adicional de sete anos e com os limites mencionados na alínea a) (cfr. alínea a) do n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013);
 - d) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, no período mencionado na alínea anterior, registando-se o limite mínimo mencionado na alínea b) (cfr. alínea b) do n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013).

Por referência aos referidos regimes remuneratórios alternativos, a adesão a qualquer uma das respetivas opções implicará, sem exceção, o pagamento de uma compensação anual ao SEN, durante um período de 8 anos compreendido entre os anos de 2013 e 2020.

Nessa sequência, importa proceder à seguinte especificação:

- No plano dos regimes referidos nas alíneas a) e b), procede-se à aplicação do valor de referência de €5.000,00 por cada MW de potência instalada do centro electroprodutor;
- Já no plano dos regimes referidos nas alíneas c) e d) e para o mesmo efeito, reportarmo-nos antes ao valor de referência de €5.800,00.

Nesse sentido e uma vez registado o decurso dos referidos prazos, operar-se-á a venda da eletricidade produzida pelas centrais visadas em regime de mercado, sem prejuízo do sistema de certificados verdes (eventualmente) existentes, ao abrigo do quadro legislativo aplicável.

Todavia, configura-se como definitiva a transição para o regime de venda em mercado, com a conseqüente substituição da licença de exploração por uma nova licença.

Por último, qualquer aumento da potência instalada dos centros electroprodutores, após a data de 1 de março de 2013, ficará submetido a um regime de remuneração a aprovar.

O gráfico seguinte representa as **tarifas médias indicativas** para a energia eólica, ao abrigo do regime remuneratório aplicado nos termos do quadro legislativo no presente subponto 4.3.

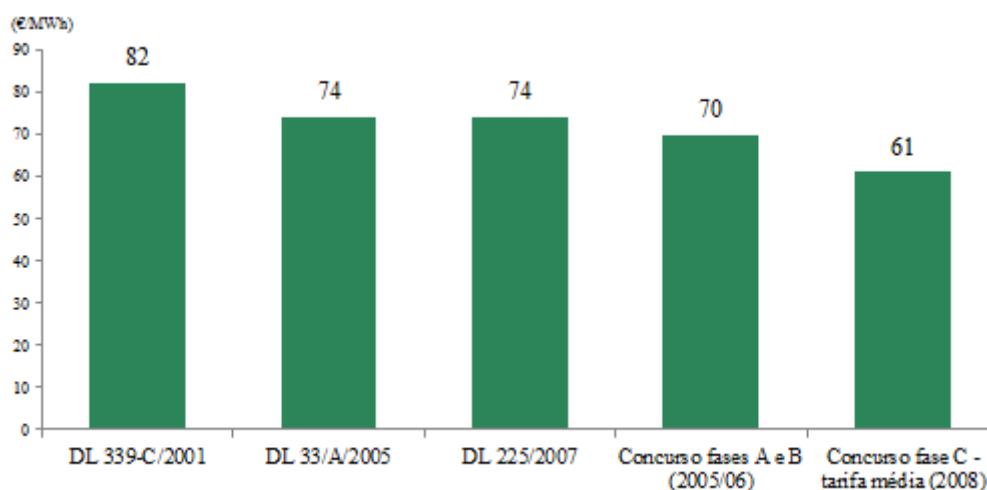


Gráfico 4 - Evolução da tarifa média aplicada à energia eólica (Fonte: Apren)

4.4. Energia Eólica em Portugal

Portugal¹⁶ tem assistido a uma evolução/revolução no setor das renováveis em resultado da forte expansão das FER no nível do setor electroprodutor (+133% em 2013 face a 2000). As FER representavam em 2013 cerca de 57% da capacidade total instalada, sendo que a principal contribuição resulta da energia hídrica com cerca de 5.500 MW instalados, seguido da energia eólica com cerca de 4.700 MW sendo que as restantes fontes de energia, com destaque para a biomassa e solar, totalizam cerca de 1.000 MW.

Em 2013¹⁶, Portugal contava com 4.731 MW de potência instalada eólica correspondente a cerca de 42% do total de potência renovável instalada e a cerca de 24% do total da potência instalada no SEN. Na última década (2003-2013) o crescimento médio anual da potência eólica foi de 8,3%, fruto da forte aposta do país neste tipo de fontes endógenas para produção de eletricidade.

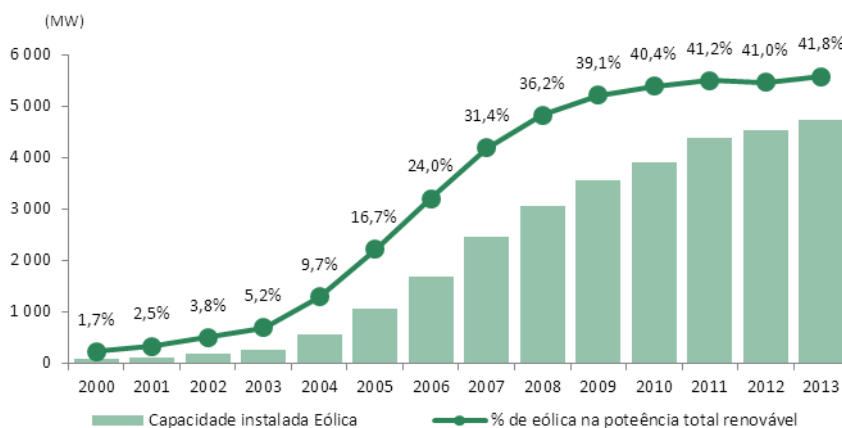


Gráfico 5 - Evolução da potência instalada eólica em Portugal (Fonte: DGEG, 2014)

Em 2013¹⁷, Portugal contava com 244 parques eólicos instalados com uma potência média instalada de 19 MW, sendo que o maior parque eólico tem uma capacidade instalada de 240 MW (Alto Minho I). Em termos do número de aerogeradores instalados, em 2013, estavam contabilizados 2.520.

¹⁶ Relativamente aos dados que constam do presente parágrafo a sua fonte é a DGEG

¹⁷ Relativamente aos dados que constam do presente parágrafo a sua fonte é a DGEG

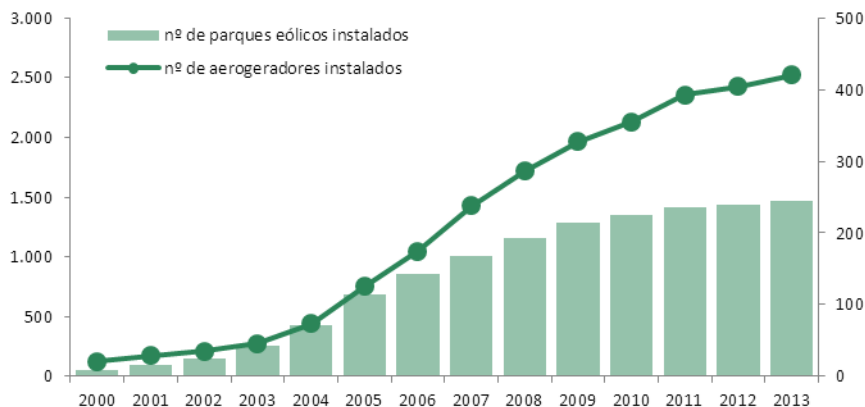


Gráfico 6 - Evolução do número de parques eólicos e aerogeradores instalados em Portugal (Fonte: DGEG, 2014)

A maioria dos parques eólicos encontra-se instalada nas zonas Centro e Norte de Portugal, dada a maior disponibilidade de recurso nestas zonas, sendo que estas duas zonas dispõem, no seu conjunto, da parcela de 88%¹⁸ de toda a potência instalada em Portugal. A figura 6 mostra a distribuição geográfica da potência eólica por NUTs II em Portugal.

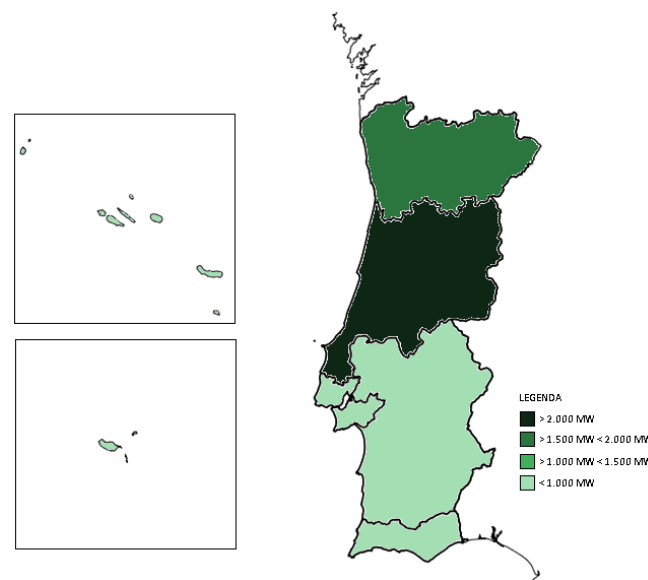


Figura 6 - Distribuição geográfica da potência eólica por NUTs II (Fonte: DGEG)

Em 2013¹⁹, 39% de toda a produção de eletricidade renovável teve origem nesta fonte, correspondente a uma produção de 12.026 GWh sendo que, face à produção total bruta de eletricidade a nível nacional, a energia eólica representou cerca de 23%.

¹⁸ Fonte: DGEG, 2014.

¹⁹ Relativamente aos dados que constam do presente parágrafo a sua fonte é a DGEG, 2014.

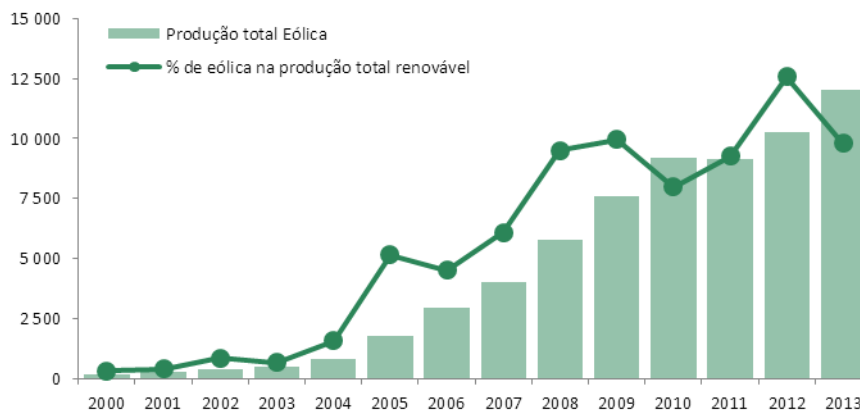


Gráfico 7 - Evolução da produção de eletricidade eólica em Portugal (Fonte: DGEG, 2014)

Considerando a natural dependência da quantidade disponível de energia eólica para a respetiva produção, conjugada com a impossibilidade de proceder ao seu armazenamento, elege-se a intermitência como o maior desafio da utilização deste tipo de energia renovável.

Todavia, o seu contributo para a economia nacional é cada vez mais notório e visível através de vários indicadores, designadamente, a redução da utilização de gás natural e carvão na produção de eletricidade, com impacto direto na redução das emissões de gases poluentes para a atmosfera e na redução da fatura energética, conduzindo a uma menor dependência energética do exterior.

Por outro lado, é de realçar o impacto positivo na vertente socioeconómica do país, nomeadamente através da criação de postos de emprego direto e indireto (mão de obra local e especializada), receitas locais e incentivo ao comércio nas localidades abrangidas pelos empreendimentos eólico.

Portugal é considerado um caso de sucesso a nível mundial no que toca a integração de grandes quantidades de energia renovável de fontes variáveis no SEN, como é o caso da energia eólica. Exemplo disso é o facto de, no ano de 2012 e de acordo com os dados da REN ter-se atingido um máximo histórico de potência eólica instantânea, em concreto, 3.754 MW, verificados no dia 14 de dezembro às 14h45m, o que correspondeu a 90% da potência ligada nessa altura.

Nesse mesmo dia, verificou-se uma produção eólica diária de 84 GWh, o que correspondeu a 54% do consumo verificado nesse dia.

Portugal, historicamente, sempre dispôs de uma elevada capacidade de produção de eletricidade de base hídrica, dada a grande disponibilidade de recursos endógenos hídricos no país.

No entanto, esta elevada capacidade de produção de base hídrica tem a desvantagem de, em anos de baixa hidraulicidade como os verificados em 2005 e 2008, o país ter de importar combustíveis fósseis para compensar a baixa produção hídrica, o que, consequentemente assume um impacto negativo na dependência energética, na balança de pagamentos do país e nas emissões de CO₂.

No entanto com o aumento da produção eólica, em especial a partir de 2008, veio compensar e complementar anos em que se verifica baixa produção hídrica que no passado significava um aumento das importações de combustíveis fósseis. Este facto permitiu a Portugal reduzir e manter a sua dependência energética face ao exterior abaixo dos 80%, tendo em 2013 atingido cerca de 72%²⁰.

Mais recentemente, a aposta centrou-se na energia eólica, dada a vasta disponibilidade de recurso endógeno e a possibilidade de criação de sinergias com a energia hídrica que potenciam o consumo das fontes endógenas.

O aumento da produção de eletricidade de origem eólica, em especial nos últimos anos, permitiu compensar os anos de menor produção hídrica e assim manter um nível estável, e elevado, de produção de eletricidade de origem renovável com base em recursos endógenos, o que tem permitido baixar a dependência energética do país.

O gráfico 8 mostra este fenómeno, onde é possível observar que, desde 2010, a dependência energética se mantém abaixo dos 80%, tendo em 2013 atingido os 71,5%, dada a contribuição cada vez maior das energias renováveis, em especial da eólica e da hídrica.

²⁰ Relativamente aos dados que constam do presente parágrafo a sua fonte é a DGEG.

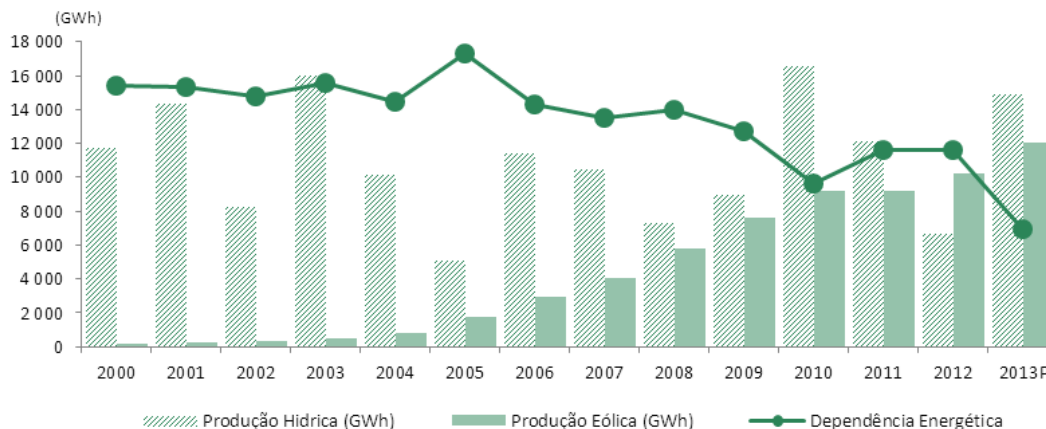


Gráfico 8 - Influência do aumento da produção de eletricidade eólica na redução da dependência energética (Fonte: DGEG, 2014)

A capacidade reversível das centrais hídricas, que atualmente corresponde a cerca de 25% da capacidade hídrica instalada, permite maximizar a utilização de energia eólica, reduz as limitações da produção eólica em horas de vazio e viabiliza a instalação de nova capacidade.

A energia eólica em excesso, que seria desperdiçada por falta de consumo é usada para bombagem em unidades reversíveis de jusante para montante, aumentando a energia potencial da água bombada, que voltará a ser utilizada para a produção de eletricidade nos períodos de maior consumo.

Este efeito, associado à excelente resposta dinâmica dos grupos hidroelétricos que permite compensar a constante variabilidade da produção eólica, traduzem uma complementaridade virtuosa e eficiente dos recursos renováveis.

4.5. Panorama Mundial e Europeu

No panorama mundial e por referência ao ano de 2013, Portugal encontra-se no 11º lugar no Ranking Mundial de potência instalada, representando cerca de 1,5% da capacidade instalada (o valor referência mundial fixa-se nos 318 GW).

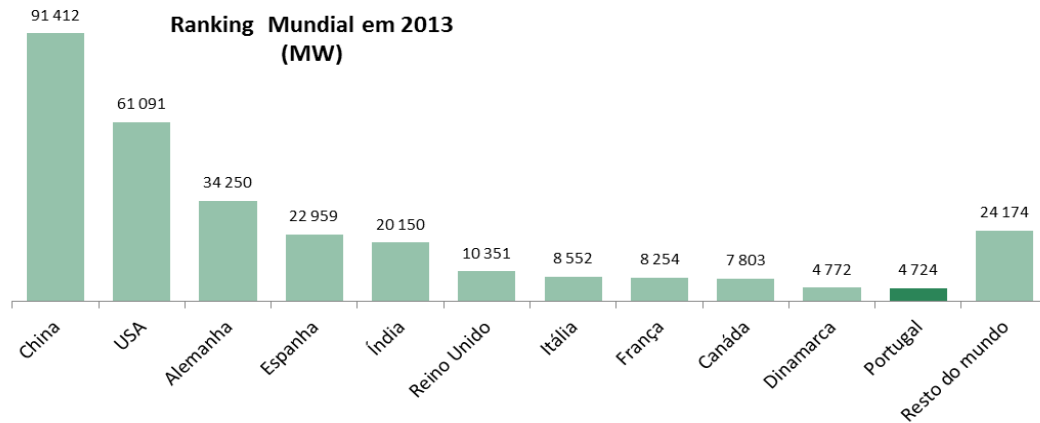


Gráfico 9 - Ranking Mundial (Fonte: GWEC, 2013)

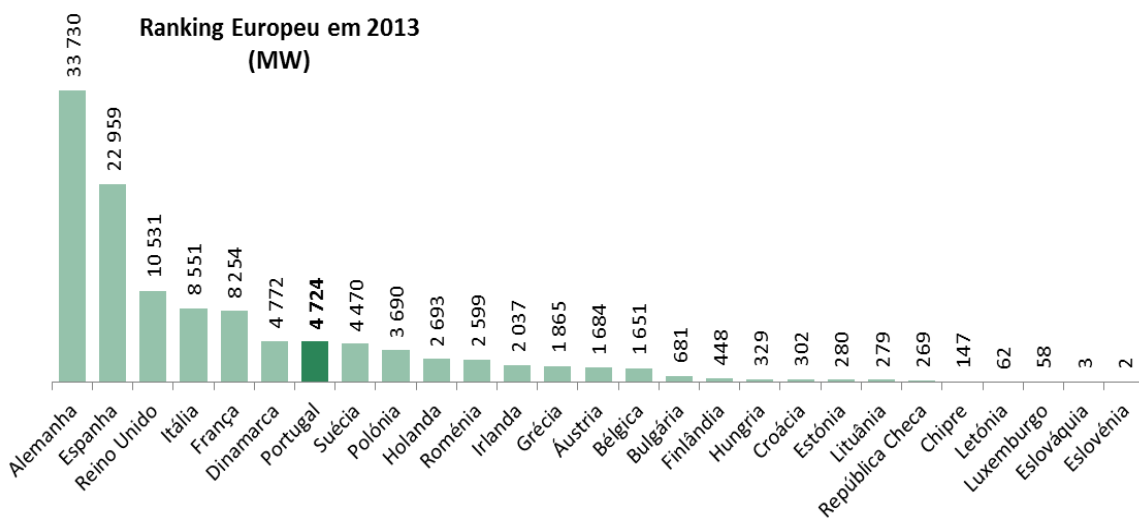


Gráfico 10 - Ranking Europeu (Fonte: GWEC, 2013)

No contexto europeu e, novamente, por referência ao ano de 2013, Portugal ocupa o 7º lugar do respetivo ranking, representando cerca de 4% da capacidade instalada (o valor referência europeu fixa-se nos 117 GW).

5. Análise da Implementação de um Projeto Eólico em Portugal

5.1. Fases de um Projeto Eólico

Considerando a diversidade dos intervenientes e as etapas do respetivo processo de elaboração, constitui conclusão pacífica a qualificação dos projetos de energia eólica como complexos, senão vejamos:

- I. A 1ª fase do projeto compreende o processo de **escolha do local** de implementação do parque eólico, tornando-se necessário proceder à verificação de determinados fatores, como a velocidade do vento, as características paisagísticas e questões ambientais, a distância às habitações mais próximas e a proximidade aos pontos de ligação à rede elétrica. A grosso modo e por via desta análise inicial, visa-se a identificação/avaliação do potencial eólico do local escolhido.
- II. A 2ª fase compreende o processo de avaliação da **viabilidade económico-financeira** do projeto, com vista a identificar os benefícios e custos expectáveis.
- III. A 3ª fase passa pela **negociação**, em cujo plano se procede à obtenção das licenças e aprovações necessárias à implementação do parque eólico:
 - a. Esta fase implica a obtenção de um ponto de ligação à rede elétrica pública, mediante a apresentação de um pedido de informação prévia (PIP) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, com as suas alterações, junto da DGEG, devidamente instruído nos termos do Anexo I do referido diploma;
 - b. Estes PIP encontram-se dependentes da publicação de Despacho, por parte do Diretor-Geral de Energia e Geologia, a autorizar os promotores a apresentar pedidos, no período dos primeiros 15 dias de cada quadrimestre, para implementação de projetos para as tecnologias enunciadas no Decreto-Lei n.º 312/2001.
 - c. Se a informação prévia for favorável à instalação, o promotor poderá requerer a atribuição do ponto de receção, assim como da licença de estabelecimento nos termos do Decreto-Lei n.º 312/2001, posteriormente à aprovação do projeto.

- d. No âmbito da presente fase, registou-se a suspensão da apresentação dos PIP no período referente ao ano de 2012 (em concreto, no período compreendido entre os dias 1 e 15 de Janeiro), com a conseqüente não apreciação dos pedidos de atribuição de potências ao abrigo do artigo 4º do Decreto-Lei n.º 312/2001, por força da publicação do Despacho n.º 16327/2011, de 2 de dezembro;
- e. Ainda na sequência da alínea anterior, registou-se de igual modo a suspensão, com efeitos imediatos, da atribuição de potências de injeção na RESP ao abrigo dos artigos 4.º e 10.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, por força da publicação do Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de Fevereiro.
- f. Face ao exposto nas alíneas d) e e), registou-se a suspensão do processo de atribuição de licenças e, como conseqüência, um considerável entrave ao desenvolvimento de projeto(s) eólico(s) no nosso país.

IV. A 4ª fase compreende o **planeamento**, sendo que uma das questões fundamentais passa pela confirmação da velocidade do vento inicialmente prevista (1ª fase), uma vez que todo o projeto eólico depende, fundamentalmente, da quantidade de vento disponível para o aproveitamento/produção de energia eólica:

- a. A implementação de parques eólicos em zonas de inconstância e/ou de fraca intensidade do vento originam inconvenientes no investimento na produção de energia em grande escala, por escassez de matéria-prima.
- b. Ao exposto na alínea anterior acresce a possibilidade de desperdício de energia, por força do registo de ventos com velocidade superior ao máximo permitido.
- c. Nesta fase, procede-se de igual modo à realização de estudos do solo e de infraestruturas para o abastecimento da energia, no que diz respeito à distância até a subestação mais próxima e ao plano logístico para a distribuição da eletricidade produzida.
- d. Com efeito, o facto de os parques eólicos se situarem, normalmente, em locais com fraca acessibilidade ou insuficiência de redes requer, obrigatoriamente, a abertura de caminhos e a instalação de infraestruturas, o que eleva, consideravelmente, os custos do investimento e pode, inclusive, inviabilizar o projeto.

- e. Seguidamente e sem prejuízo da qualificação da energia eólica como uma (alternativa) fonte energética sustentável, o respetivo projeto deverá ser instruído com um estudo ambiental, de forma a que o impacto ambiental²¹ na região, decorrente da implementação do parque eólico, seja o menor possível, objetivo que, natural e conseqüentemente, conduz à potencialização dos benefícios socioeconómicos proporcionados pelo projeto²².
- V.** A 5ª fase passa pela **construção**, uma vez concluído o processo de planeamento, por via da abertura de caminhos de acesso, instalação de equipamentos e ligação a rede, entre outras atividades inerentes a esta fase.
- VI.** A 6ª fase passa pela **operação/manutenção**, cujos custos, ao longo do período de vida útil do parque eólico, englobam, entre outras, despesas com a manutenção dos equipamentos, arrendamento do terreno, seguros, contratação de pessoal devidamente qualificado e logística em geral.
- VII.** A 7ª fase passa pelo **desmantelamento**, no fim do período de vida útil do parque eólico, com vista ao restabelecimento das condições iniciais do local, em conformidade com o definido com o respetivo proprietário e com as autoridades relevantes, como por exemplo, os Municípios.

²¹ No plano dos impactos ambientais gerados pela energia eólica reportamo-nos, principalmente, ao impacto sonoro (ruído provocado pelo movimento giratório das pás das turbinas eólicas, sem prejuízo dos recentes e consideráveis progressos tecnológicos na sua diminuição), visual (o sombreamento causado pela atividade de um aerogerador origina variações de intensidade luminosa de frequência no respetivo local, o que sublinha a importância da integração harmoniosa do parque na paisagem, assim como da colaboração com a população local) e na fauna existente (enuncie-se, a título de exemplo, a perturbação causada pela invasão/substancial modificação do habitat por força da excessiva proximidade das turbinas eólicas de áreas de alimentação, migração, repouso e ou nidificação de aves).

²² A instalação de parques eólicos potencia a criação de emprego nas fases de construção (5ª fase) e de operação (6ª fase) do Parque Eólico sendo que, durante todo respetivo período de vida útil, serão criados empregos qualificados para o exercício das respetivas atividades de operação e manutenção. O parque eólico também implica benefícios para os próprios municípios, por via de impostos, promoção do comércio local e turismo, o que por sua vez pode viabilizar a realização de outros empreendimentos nas áreas sociais, como escolas, hospitais e saneamento, entre outros exemplos. A própria construção do parque eólico permite melhoramentos também ao nível das estradas e rede elétrica, o que constitui fator de crescimento económico da região.

Face ao exposto e consideradas as referidas (des)vantagens de um Projeto Eólico, constitui conclusão pacífica o facto de o setor eólico apresentar consideráveis potencialidades de desenvolvimento futuro, como se comprova pelo registado interesse de entidades e empresas no presente plano.

Nesse seguimento, o gráfico seguinte compreende os principais promotores do mercado de energia eólica que operam em território nacional:

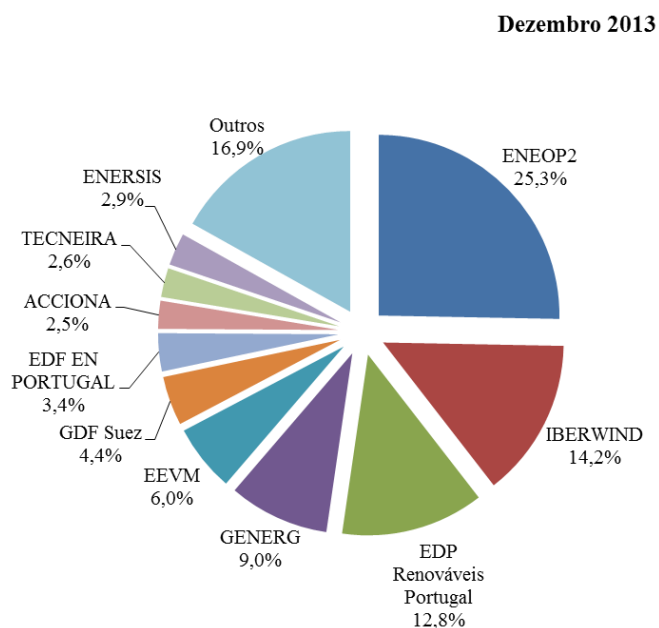


Gráfico 11 - Aerogeradores Ligados à rede, em construção e adjudicados (Fonte: e2p Energias endógenas de Portugal, 2013)

6. Análise de Viabilidade Económico-financeira de um Parque Eólico

Seja qual for a área/setor de atividade de incidência, procede-se à avaliação de um projeto de investimento ao abrigo do valor gerado para o investidor, enquanto trave mestra e objetivo fundamental da própria decisão de investir.

Considerando os fluxos financeiros que o projeto gera ao longo do seu período de vida útil, a respetiva rentabilidade pode ser mensurada através do cálculo dos seus *cash flows* (entrada e saída de valores), por outras palavras, pela sua viabilidade económico-financeira.

No presente ponto pretende-se construir um mapa de apuramento do *cash flow* do investimento por forma a concluir sobre a (in)viabilidade de um projeto no setor eólico com base em três critérios de decisão, a saber, o Valor Atual Líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade e o período de retorno, cujo tratamento em pormenor se procede em seguida.

6.1. Mapa do *Cash Flow* do Projeto Eólico

Neste ponto, proceder-se-á à apresentação do mapa de *cash flows* do projeto, composto por dois grupos de elementos de informação:

- EBITDA (Resultado Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortizações), composto pelas quantidades vendidas e o valor do OPEX (despesas operacionais);
- Investimento.

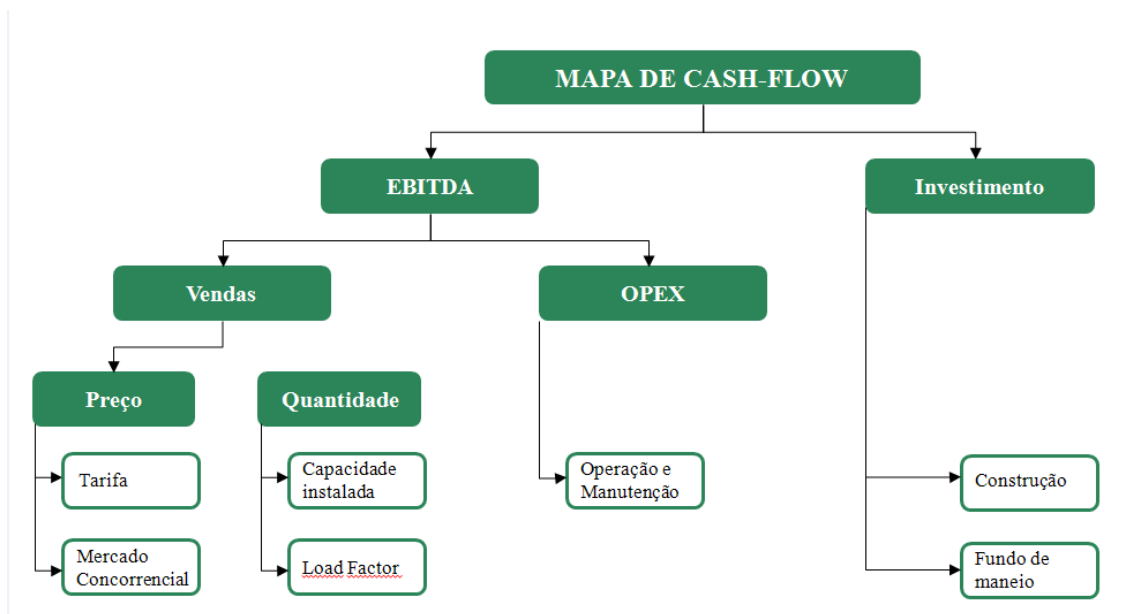


Figura 7 - Representação gráfica de um mapa de cash-flow de um projeto eólico (Fonte: DGEG, 2014)

6.2. Critérios de Decisão de Investimentos

Na avaliação de projetos recorre-se a critérios de rentabilidade de forma a suportar a decisão de (não)investir como referido, assim como a possibilidade de escolha entre várias alternativas de investimento.

No âmbito da presente dissertação, a avaliação de investimentos terá em conta os critérios de rentabilidade usualmente utilizados para o efeito, nomeadamente:

6.2.1. Valor Atual líquido (VAL)

Pelo cálculo do VAL, apura-se a rentabilidade do capital por via da análise dos fluxos líquidos atualizados (taxa de atualização) gerados pelo projeto (a grosso modo, apuram-se os dividendos obtidos após o retorno do investimento).

Fórmula:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

Nesse sentido:

- a) Um VAL superior a zero (positivo) viabiliza o investimento no projeto, uma vez que irá gerar retorno suficiente para cobrir o investimento inicial, em acréscimo com um excedente.
- b) Um VAL igual a zero (nulo) implica a inexistência de prejuízo ou de lucro associados ao projeto, pelo que o investimento não irá gerar qualquer tipo de mais-valia;
- c) Um VAL inferior a zero (negativo) inviabiliza o investimento no projeto por força do registo do cenário contrário ao mencionado na alínea a), pelo que deverá ser rejeitado.

6.2.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR constitui o valor que a taxa de atualização deve assumir para que o VAL seja igual a zero, implicando, a grosso modo, o retorno de um projeto.

Ou seja, a “atratividade” de um investimento depende de uma TIR maior ou igual à taxa de atratividade esperada pelo investidor, pelo que a TIR, como critério de rentabilidade, complementa-se com o critério do VAL, principalmente em decisões entre projetos.

Fórmula:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Como critério de decisão e embora deva ser comparada com a taxa de custo do capital (k), a TIR equivale ao VAL em projetos simples e convencionais, no que toca à conclusão sobre a rejeição ou aceitação do projeto, senão vejamos:

- $VAL \geq 0$ quando $TIR \geq k$: o projeto é viável, dado que a TIR indica a taxa de rentabilidade máxima que os investidores podem exigir;
- $VAL < 0$ quando $TIR < k$: o projeto é inviável, uma vez que os investidores exigem uma taxa de retorno superior à taxa máxima que o projeto pode apresentar.

A grosso modo, quanto mais elevada a percentagem da TIR, maior capacidade terá o projeto de remunerar o capital investido.

6.2.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O PRI (também denominado como “*Simple Payback*”) configura-se como o tempo (número de períodos) necessário para o fluxo de cash-flow do projeto assegurar o retorno do investimento inicial. Por outras palavras, o PRI é o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, através de fluxos de caixa positivos do cenário. Antes do PRI positivo, o projeto não recuperou todo investimento inicial, o que implica que, pelo menos, parte do capital investido ainda está em risco, em caso de fracasso do projeto.

O PRI também é usado como medida de risco do projeto, uma vez que quanto maior o tempo de retorno, maior será o risco para o investidor, porque o investimento poderá não ser recuperado.

6.3. Análise Estratégica – SWOT

No processo de avaliação da viabilidade económico-financeira, importa proceder a uma análise SWOT, enquanto ferramenta de auxílio ao desenvolvimento do planeamento estratégico de uma empresa e cuja utilidade decorre da visão global e integrada das dimensões, interna e externa, por via da identificação das forças/fraquezas da organização, assim como das oportunidades/ameaças ao seu desenvolvimento.

A Figura seguinte esquematiza a análise SWOT para o setor da energia eólica em Portugal, tendo em consideração a sua envolvente externa e o ambiente interno das empresas que, potencialmente irão investir nestes projetos.



Figura 8 - Análise SWOT

6.4. Caracterização Geral do Projeto de Investimento

O presente projeto caracteriza-se como um investimento direcionado para a construção de um parque eólico, com vista à produção de energia elétrica.

Tratando-se de um setor com grandes potencialidades, a promoção do investimento tem vindo a contribuir não só para o desenvolvimento sustentável, como também para o

crescimento económico do país, a criação de empregos (cerca de 2400 empregos gerados diretamente e 33 700 indiretamente)²³, o desenvolvimento rural e a redução das importações.

Todavia e por força do atual contexto da crise económica nacional, regista-se um clima de indefinição para as entidades interessadas em investir neste setor que até há bem pouco tempo usufruía, sublinhe-se, de uma **remuneração garantida** (FIT), o que permitia investir com um risco praticamente nulo uma vez que o CUR, para além de se encontrar vinculado a uma obrigação de compra de toda a energia renovável, dispõe de prioridade de despacho no SEN.

Nesse sentido, é de extrema importância definir e compreender quais são as novas oportunidades de investimento neste setor, sendo que a correta avaliação da viabilidade económico-financeira do investimento é condição necessária para que a progressiva implantação de novos parques eólicos se venha a concretizar.

Para o efeito do presente estudo, serão tidas em conta as características técnicas e financeiras típicas de um projeto eólico, ao abrigo da seguinte metodologia:

- **Modelo Energético**, pelo que serão definidos parâmetros como a localização do projeto, quantidades vendidas que esta diretamente relacionada com a capacidade instalada, do *load factor*, do contrato de compra de energia e da política governamental
- **Análise de Custos**, por via da qual serão definidos os custos iniciais de investimentos e os anuais;
- **Análise das Emissões de GEE**, por via das emissões evitadas por comparação com uma central térmica a gás natural e tendo em conta o preço das licenças de CO₂;
- **Resumo Financeiro**, em cujo âmbito serão especificados os parâmetros financeiros com os custos de energia, produção, emissões, incentivos fiscais, taxa de inflação e outros que possam determinar o investimento, e cujos principais indicadores obtidos são o VAL, TIR e o PR;
- **Análise de Sensibilidade.**

²³ Fonte: Apren – Estudo do impacto macroeconómico do setor das energias renováveis em Portugal, 2009

6.5. Localização

Assumindo a inexistência de entraves ao desenvolvimento do projeto (questões ambientais, a título de exemplo) o local escolhido foi o distrito de Bragança por força da maior disponibilidade do recurso natural no território de Portugal continental, em concreto e de acordo com os dados da DGEG (média dos dois últimos anos), cerca de 2.681 horas por ano (*load factor* 31%)²⁴.

	Horas Equivalentes de Produção				Média	Load Factor
	2010	2011	2012	2013	2010 - 2013	%
Braga	2.112	1.690	1.839	2.292	1.983	23%
Bragança	2.744	2.418	2.610	2.951	2.681	31%
Porto	2.349	2.017	2.242	2.512	2.280	26%
Viana do Castelo	2.436	2.137	2.325	3.040	2.485	28%
Vila Real	2.478	2.085	2.345	2.756	2.416	28%
Viseu	2.276	1.972	2.161	2.555	2.241	26%

Tabela 1 - Evolução das horas equivalentes de produção (Fonte: Elaboração própria com base em dados da DGEG)

6.6. Análise dos Custos do Projeto

A avaliação económica de um projeto desta magnitude envolve a ponderação de vários tipos de custos, nomeadamente:

6.6.1. Custos de Investimento

O nível do investimento inicial num projeto de energia eólica é bastante elevado, ao ponto de se qualificar como o **custo predominante** do projeto.

Nos custos de investimento incluem-se, nomeadamente, a aquisição das turbinas que representa cerca de 76% do total do investimento inicial, a instalação dos equipamentos (com destaque para o equipamento elétrico), a emissão das licenças necessárias, o planeamento e consultadoria, a atividade de construção civil no local (incluindo

²⁴ Cálculo: Horas Equivalentes de Produção = Produção do ano / Potência Média dos últimos 2 Anos (Fonte: DGEG)

equipamentos, materiais e mão-de-obra), a ligação à rede pública ou a construção das linhas elétricas para conexão no ponto de interligação.

A tabela seguinte apresenta resumidamente os custos de investimento iniciais necessários para a construção de um parque eólico de 2 MW:

Investimento Inicial	1.000€/MW	%
Turbinas	928	75,6
Ligação à rede	109	8,9
Fundações	80	6,5
Terreno	48	3,9
Instalação	18	1,5
Outros	45	3,7
Total	1.227	100

Tabela 2 - Custos de investimento iniciais (Fonte: EWEA, 2009)

O gráfico seguinte apresenta os custos de investimento para diversos países, Portugal incluído, compreendendo as componentes mencionadas na tabela anterior (o valor médio ronda 1.227.000,00 €/MW):

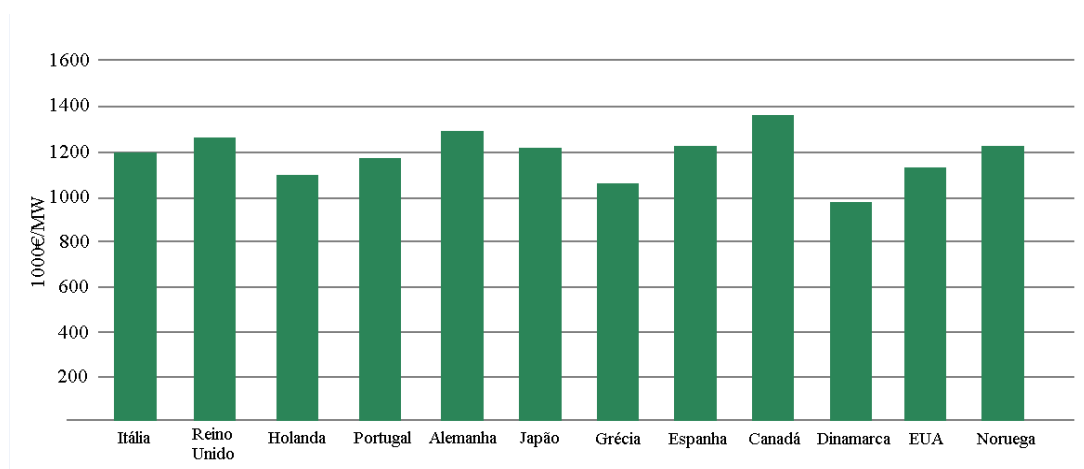


Gráfico 12 - Custo total de investimento, em preços de 2006 (Fonte: EWEA, 2009)

6.6.2. Custos de Operação e Manutenção (O&M)

Os custos de O&M de um parque eólico verificam-se ao longo da vida útil do projeto, incluindo, entre outros, os custos com os quadros de pessoal, com o cumprimento das obrigações tributárias e de seguros, com o acesso ao fornecimento da energia para a rede pública, e com a manutenção, sempre com vista à garantia da capacidade produtiva do sistema.

De acordo com o relatório da EWEA – *The economics of wind energy* (março de 2009), estes custos dependem da idade da turbina, pelo que serão reduzidos nos primeiros anos, devido à garantia dos fabricantes, aumentando posteriormente com as reparações e substituições necessárias.

Relativamente ao custo propriamente dito, custo médio de referência mencionado no referido estudo varia entre 1,2 e 1,5 c€/kWh.

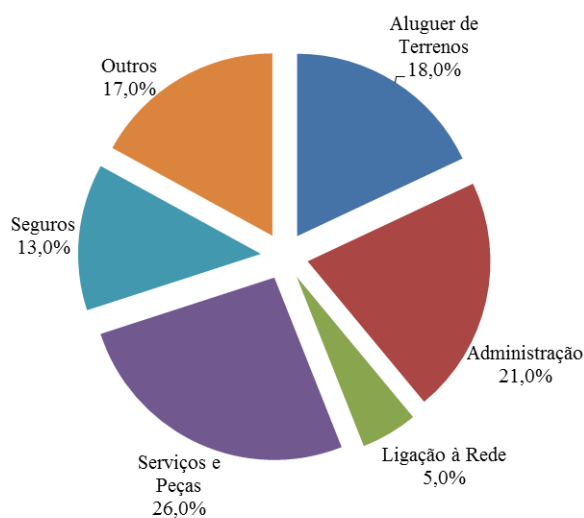


Gráfico 13 - Distribuição de custos em O&M (Fonte: EWEA, 2009)

6.6.3. Custos de Financiamento

Este tipo de custo decorre das operações de financiamento necessárias para a viabilidade do projeto, em concreto, o pagamento de juros e garantias financeiras.

Os custos financeiros vigoram somente até à data de liquidação da dívida aos financiadores, o que deve ocorrer em período inferior ao da vida útil do projeto.

6.6.4. Custos com o Combustível

Estes custos não configuram qualquer tipo de impacto sobre o projeto, facto pelo qual e a título de exemplo, uma peça de equipamento isoladamente considerada, como uma turbina eólica, apresenta vantagem quando confrontada com as tecnologias

convencionais, onde cerca de 40% a 70% dos custos se encontram relacionados com o combustível necessário e a componente de O&M.

6.7. Análise das Emissões de GEE

Considerando que o setor energético é a principal fonte das emissões de GEE em Portugal, as fontes de energia renováveis constituem uma importante alternativa à utilização dos combustíveis fósseis, contribuindo assim para a mitigação das emissões de GEE. A análise dos efeitos deste projeto em termos de redução das emissões de GEE fez-se por comparação com uma central térmica a Gás Natural que em média emite 202 kg CO₂ por cada kWh de eletricidade produzida.

Desta forma, este projeto eólico permitirá uma redução anual na ordem das 13.163 toneladas de CO₂, o que corresponde a uma poupança anual de 78.976 € em licenças de emissão.

Emissões evitadas (ton CO ₂) ²⁵	13 163
Preço da licença de CO ₂ (€/ton CO ₂)	6
Receita CO ₂ (€)	78 976

Tabela 3 - Emissões de GEE (Fonte: Elaboração própria com base em dados da DGEG, 2014)

²⁵ Tendo por base um fator de emissão do Gás Natural de 0,202 ton CO₂/MWh (Fonte: APA, 2014)

6.8. Pressupostos Gerais

Como pressupostos gerais da análise da viabilidade económico-financeira e após a consulta dos estudos disponíveis sobre a matéria em análise, enunciam-se os seguintes:

Características do Parque Eólico	
N.º de Aerogeradores (n.º)	12
Potência Unitária (MWh)	2
Potência total do parque (MWh)	24
Pressupostos Gerais	
Unidade Monetária	Euro
Vida útil do projeto	20 Anos
Taxa de inflação	1,5%
Taxa de IVA	23%
Taxa de IRC	28%
Custos	
Investimento inicial (€)	29.448.000
O&M (€)	948.070
Taxa de amortização	5%
Financiamento²⁶	
Capital próprio	20%
Financiamento	80%
Prazo de financiamento	15 Anos
Taxa de juro de empréstimo ML Prazo	6%
Fundo de Maneio	8,3%
Energia produzida (MWh)	65.174
<i>Load factor</i>	31%
Tarifa de venda (€/MWh)	61
Tarifa MIBEL (€/MWh) ²⁷	43,58
Taxa de atualização	6,5%

Tabela 4 - Pressupostos gerais

²⁶ Financiamento para 2014 (Fonte: Banco Espírito Santo)

²⁷ Média anual 2013 (Fonte: OMIP)

6.9. Análise do Cenário Base

Para o cálculo do valor dos principais critérios de análise de investimento mencionados no subponto 6.2., procedeu-se à sucessiva conjugação de valores a partir dos pressupostos indicados na Tabela 4, calculando-se assim, entre outras componentes, os *cash flows* do projeto.

Considerando que a obtenção dos referidos valores permite um posterior cálculo dos desejados VAL, TIR e PRI, considerar-se-á um horizonte temporal de 20 anos e a atribuição de uma licença de 24 MW (capacidade instalada), assumindo-se que o investimento inicial no projeto será realizado, na sua totalidade, no primeiro ano do respetivo período de vida útil.

A tarifa considerada nos pressupostos iniciais foi de 61 €/MW, em consonância com a última tarifa aplicada a novos projetos eólicos (cfr. gráfico n.º4).

Por último e com vista à avaliação do projeto em termos económico-financeiros, os *cash-flows* foram atualizados a uma taxa de 6,5%.

Na sequência da conjugação dos referidos elementos de informação, obtiveram-se os seguintes resultados:

Na perspetiva do Projeto/ Empresa	Totais
Proveitos operacionais	94.808.418 €
Custos Operacionais	22.168.597 €
EBITDA	72.639.821 €
EBIT	43.191.821 €
FCF	- 682.997 €
VAL	- 7.237.470 €
TIR	- 0,3%
PRI	----

Tabela 5 - Tabela resumo do cenário base

Através dos resultados do Mapa de *cash flows*²⁸ verifica-se a incapacidade da empresa para a geração de fluxos financeiros positivos, ao longo do período de vida útil do projeto.

Com efeito e pela consulta da rubrica *EBITDA* do Projeto, a empresa apresenta valores negativos, o que constitui um indicador de insegurança em relação à saúde financeira da empresa.

Já os *cash flows* acumulados apresentam valores negativos ao longo do período de vida útil do projeto por força, principalmente, do capital investido considerado na sua totalidade.

No plano da avaliação do projeto na ótica Projeto/Empresa, regista-se a obtenção de um VAL negativo, no valor de 7.237.470 €, o que significa que os fluxos gerados pela exploração do projeto são insuficientes para a cobertura do investimento inicial, considerado na sua totalidade.

Como consequência do VAL negativo, a TIR apresenta um valor muito inferior à média do custo médio ponderado do capital, facto que também comprova a inviabilidade financeira deste projeto.

Finalmente, o PRI obtido indica que o capital investido no projeto não será recuperado dentro do respetivo período de vida útil (20 anos).

Face ao exposto e por via da utilização do método dos *cash-flows*, conclui-se pela inviabilidade do projeto.

²⁸ Anexo 1

7. Análise de Sensibilidade

Considerando a dimensão dos recursos financeiros, humanos, materiais e de tempo requeridos por ocasião da decisão de proceder a determinado investimento, a decisão de investimento deve ser devidamente suportada e analisada ao abrigo de várias perspetivas, com vista a garantir a menor margem de erro possível em relação aos resultados potenciais e/ou efetivos.

Nesse sentido, a análise de sensibilidade “...permite determinar o impacto no valor de um critério de avaliação de projetos de investimentos decorrente de uma alteração (análise de sensibilidade univariada) ou mais variáveis do projeto (análise de sensibilidade multivariada)...”, configurando-se assim como uma “...reavaliação aos resultados obtidos em função da alteração de pressupostos...”²⁹

Face ao exposto e considerando que um projeto eólico é influenciado por diversos fatores, com destaque para a tarifa de venda e financiamento do projeto, proceder-se-á à análise dos seguintes cenários, em conjugação com o cenário-base.

²⁹ (Eduardo Sá Silva e Mário Queirós, pág. 255 2ª Edição).

7.1. Análise de sensibilidade - Cenários Alternativos

Considerando a última tarifa aplicada às centrais e tendo em conta a relevância da tarifa aplicada ao projeto, apresentam-se os seguintes resultados:

			VAL	TIR	PRI
C0	CENÁRIO BASE		- 7.237.470	-0,3%	----
C1	Variação da Tarifa (FIT = 61,0 €/MWh)	Var (%)			
	Hipótese 1	-5%	- 9.014.649	-1,9%	----
	Hipótese 2	+5%	- 5.460.292	1,3%	20 anos
	Hipótese 3	-10%	-10.837.265	-3,5%	----
	Hipótese 4	+10%	- 3.683.113	2,9%	19 anos
	Hipótese otimista	21,3%	336.865	6,8%	17 anos
C2	Aplicação do preço de mercado (MIBEL)	Preço			
	Cenário MIBEL	43,58 €/MWh	- 183.723.571	-9,6%	----
C3	Variação do Capital Próprio (CP = 20%)	Var (%)			
	Hipótese otimista	70%	165.486	6,6%	15 anos

Tabela 6 – Tabela resumo da análise de sensibilidade

Para a presente, análise, foram construídos 3 cenários hipotéticos, além do cenário considerado inicialmente (cenário base).

No âmbito de cada cenário, procedeu-se à determinação de valores para cada variável crítica de sucesso do projecto, em concreto, a tarifa de venda de energia elétrica e a variação no capital próprio investido por parte do promotor do projeto.

No Cenário 1, foram consideradas 5 hipóteses, que consistem em variações entre os 54,90 €/MWh e 74 €/MWh comparado com o cenário de base (61,00 €/MWh).

No Cenário 2, foi considerada uma variação novamente no preço de energia, com vista à comparação com o preço médio indicado no MIBEL, concretamente, de 43,58 €/MWh (média de 2013).

No Cenário 3, considerou-se um aumento do capital próprio (hipótese optimista), passando a considerar-se 70%, independentemente da sua improbabilidade, por força da considerável dimensão financeira do investimento.

Com base na análise de sensibilidade, o VAL e TIR, continuam a apresentar valores extremamente negativos, enquadramento que, novamente, compromete a viabilidade económico-financeira deste projecto.

Por outro lado, para os 3 cenários e considerando as hipóteses optimistas, regista-se um impacto visível, mas controlado, alterando em ambas as hipóteses, o PRI do projecto para **17 anos**, no caso de uma variação na tarifa, e de **15 anos**, no caso da variação acontecer no capital próprio.

Desta forma, o VAL apresentado é positivo para ambas as hipóteses optimistas, sem prejuízo do seu registo mais reduzido no caso da variação do capital próprio.

Em relação à TIR, o registo dos valores mais elevados que a média do custo médio ponderado do capital depende, em exclusivo, da aplicação das hipóteses optimistas, confirmando assim a viabilidade económico-financeira deste projecto para estes cenários em concreto.

Face ao exposto e equacionados todos os cenários, conclui-se que o projecto representa um **risco elevado** para o seu promotor e para a entidade financiadora, considerada a sua inviabilidade económica-financeira.

Para uma melhor compreensão dos cenários analisados, procede-se à representação gráfica de cada um:

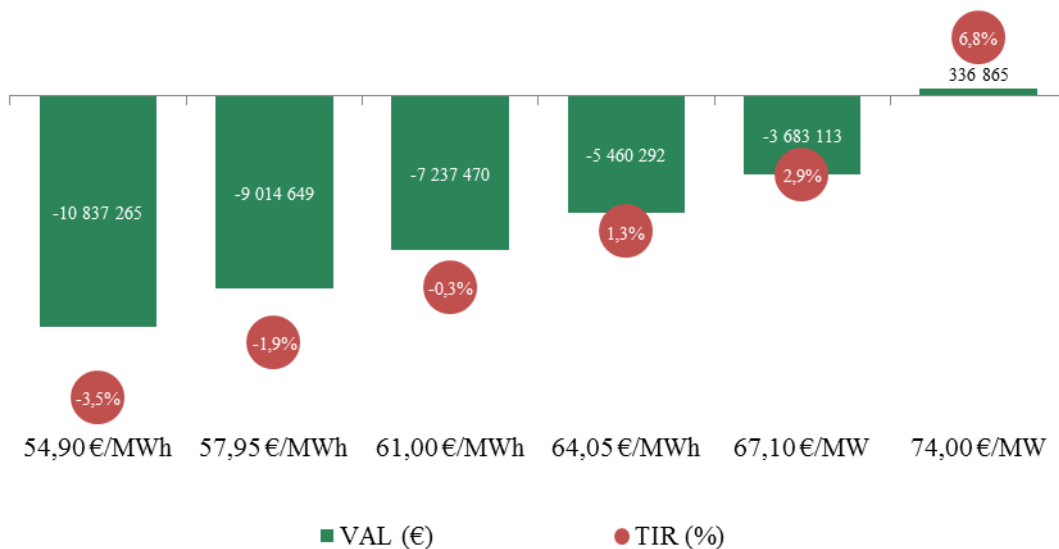


Gráfico 14 - Representação gráfica do cenário 1 – Variações na tarifa

Pela representação gráfica pode verificar-se que à medida que se aumenta a percentagem na componente da tarifa, o VAL vai ficando progressivamente menos negativo, passando a positivo por via da aplicação da tarifa regulada em Portugal de 74,00 €/MWh (tarifa média indicativa para a energia eólica - Decreto-Lei n.º 33-A de 2005).

Por outro lado e por via da aplicação de uma variação na percentagem de capital próprio, passando a considerar-se 70% de capital próprio investido, verifica-se a passagem de um VAL negativo para um VAL positivo.

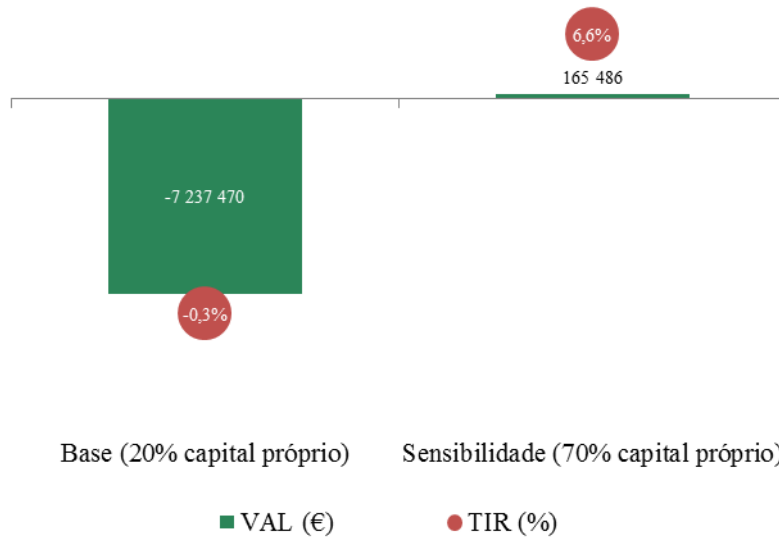


Gráfico 15 - Representação gráfica do cenário 2 – Variação no capital próprio

8. Energia Eólica em Mercado

Com vista à explicitação da Pergunta de Investigação, considero pertinente proceder a um apontamento especial sobre a análise e subsequente conclusão a propósito da (in)viabilidade económica da comercialização da energia eólica, mediante a sua introdução no mercado liberalizado, em concreto, no MIBEL.

Tal como se pode comprovar pela consulta da tabela 6, o VAL apresentado para um cenário de mercado (C2) apresenta um valor extremamente negativo (-183.723.571 €), ao passo que a TIR se configura como bastante inferior ao custo médio ponderado do capital (-9,6%).

Estes resultados revelam o enorme desafio na conceção de um plano de negócios que seja favorável à introdução da energia eólica em mercado, enquadramento pelo qual se conclui que, com o atual preço de mercado à vista (tendo em conta a média de 2013), o investimento num parque eólico configura-se como **inviável**.

Em suma, conclui-se que uma mudança no atual quadro regulamentar nacional, em concreto, no plano da **produção em regime especial**, poderá assumir um impacto profundo sobre o nível de investimento neste setor e, por consequência, no respetivo ritmo de crescimento. Não obstante, constitui incontornável conclusão que a exposição da energia eólica a um mercado concorrencial configura-se como manifestamente **inviável**.

Todavia e apesar dos resultados obtidos serem bastante negativos, é importante proceder à análise deste tipo de projetos para além da ótica financeira. Por outras palavras, importa analisar a (in)pertinência dos projetos de energia eólica na ótica do interesse nacional, considerando as diversas vantagens da utilização deste recurso energético, sublinhe-se, **endógeno e renovável**.

Com efeito e considerando a sua qualificação como uma fonte de energia renovável e limpa, dado que não emite gases poluentes, a energia eólica contribui para a redução do efeito de estufa, situação tida como uma das grandes preocupações a nível mundial.

No plano exclusivamente nacional, a produção de energia eólica contribui para a redução da elevada dependência energética face ao exterior, contribuindo assim para a

redução da importação de combustíveis fósseis. Ao exposto acresce a sua não exposição à volatilidade do preço dos combustíveis, pelo que a energia eólica qualifica-se de igual modo como uma fonte de energia com custos relativamente fixos.

Relativamente ao impacto económico-social, a construção de parques eólicos pode gerar investimento em zonas mais isoladas (por consequência, desfavorecidas), revitalizando a economia regional, sem descurar a criação de postos de emprego (in)diretos para recursos humanos qualificados.

Todavia, importa não descurar as respetivas desvantagens, em concreto, a sua intermitência, o impacto paisagístico e ambiental dos parques eólicos, a poluição sonora, entre outras. Desvantagens que contudo podem ser minimizadas e/ou resolvidas, em definitivo, através da realização de estudos ambientais e de planos de ordenamento de território.

Em suma e com vista à compreensão e otimização das potencialidades decorrentes da decisão de investir num projeto de energia eólica, é importante proceder a uma análise completa compreendendo os 3 tipos de avaliação de projetos, em concreto, uma análise económico-financeira, uma avaliação socioeconómica e uma avaliação ambiental.

9. Conclusões

Concluídos os trabalhos, conclui-se, que o setor elétrico se encontra a atravessar um período de grandes transformações, cuja abrangência e intensidade são muito superiores às iniciais pressuposições subjacentes à presente dissertação.

Com efeito, verificou-se que o enquadramento prático e normativo constante nos capítulos iniciais conduziu, nos últimos anos, a grandes modificações na organização e funcionamento tradicional do setor elétrico, sob a forma de sucessivas etapas com vista à sua liberalização, de forma a dotá-lo dos necessários mecanismos/instrumentos para dar a melhor resposta possível às novas exigências do mercado.

Todavia, verificou-se de igual modo que todas as medidas encetadas nesse sentido constituíram, em simultâneo, as maiores causas de instabilidade do setor elétrico, uma vez que têm vindo a alterar substancialmente o respetivo quadro regulatório nas últimas décadas e a provocar, inclusive, alguma incerteza sobre a sua eficácia a longo prazo.

Já a área referente aos avanços tecnológicos observados nos últimos anos não constitui causa de tamanha controvérsia, uma vez que se pautam pela melhoria contínua do desempenho de tecnologias de energias renováveis. Nesse sentido, assinala-se o substancial crescimento do número de empresas com interesse nas tecnologias de aproveitamento/rentabilização das energias renováveis, com destaque para a energia eólica, sem prejuízo da configuração do custo como a maior causa de limitação (embora se verifiquem substanciais reduções nos últimos anos).

Na presente data, os agentes económicos ligados às energias encontram-se progressivamente expostos a diversos fatores de incerteza, enunciando-se, a título de exemplo, a componente financeira, política, ambiental, entre outras.

Como tal, é fundamental proceder à identificação dos principais riscos associados ao investimento no projeto, de forma a minimizar os impactos do respetivo retorno.

Nesta sequência, por via da análise económico-financeira desenvolvida na presente dissertação e tendo em consideração a análise de sensibilidade efetuada, conclui-se pela afetação desta fonte de energia por diversos fatores, dos quais se destacam o

investimento inicial, o tempo de vida útil do aerogerador, os custos de exploração e manutenção, e a quantidade de energia produzida.

Pelos resultados efetivos da análise económico-financeira, conclui-se de igual modo pelas sérias fragilidades de um projeto eólico ao ser introduzido em mercado concorrencial, pelo que se configura como um projeto de investimento com elevado risco para quem investe.

Na globalidade, os principais critérios de avaliação utilizados demonstram que um projeto desta natureza é demasiado complexo e financeiramente oneroso para ser comportado na totalidade pelos investidores, sublinhe-se, sem recurso a uma tarifa *feed-in* ou outro tipo de incentivos.

No entanto e com relevo para a presente dissertação, constitui conclusão incontornável a tendência da energia eólica de assumir uma importância crescente no futuro, seja para reduzir a dependência energética (e, por consequência, a vulnerabilidade face ao exterior), seja para atingir objetivos de natureza ambiental que, decerto, tenderão a ser cada vez mais exigentes. São portanto indiscutíveis os benefícios desta opção para o desenvolvimento socioeconómico do país, para a competitividade das empresas e para os cidadãos.

Face ao exposto, considera-se como vital para o setor a realização de qualificados e objetivos estudos com vista à avaliação dos impactos da introdução da energia eólica no MIBEL, permitindo assim a obtenção dos necessários elemento de informação, de facto e de direito, para a instrução de um esclarecido processo de decisão de investimento, sublinhe-se, justa para o cumprimento das legítimas expectativas dos intervenientes público(s) e privado(s).

Bibliografia

Monografias (livros)

Entidade Reguladora do Setor Elétrico.1997. *Legislação do sector eléctrico*. Lisboa: ERSE.

APREN – Associação de energias renováveis. 2011. *Anuário 2011*. Lisboa: APREN.

Duarte C., Esperança, J.P, 2012. *Empreendedorismo e planeamento financeiro*. Lisboa: Edições sílabo.

Silva E.S, Queirós M., 2011. *Gestão financeira – Análise de investimentos*. Porto: Vida Económica – Editorial, SA.

Referências retiradas da Internet:

ERSE, 2010 - *ERSE - Mesa redonda sobre energia eólica - Informação de Enquadramento*;

Lopes, J. P. 2010 - *INESC Porto - Soluções concursais para atribuição de potência eólica em Portugal*;

Baptista V. 2010 - *REN - Perspectiva da gestão técnica do sistema eléctrico*;

Verdelho P, 2010. *ERSE – Energia eólica e impactes tarifários*;

Esteves J. 2010 - *ERSE – Energia eólica e gestão técnica do sistema eléctrico: a perspectiva do regulador*;

Fernandes A. 2010 - *Eólicas de Portugal - Energia, investimento e desenvolvimento económico*;

Conselho de Reguladores do MIBEL, 2010, - *Integração da produção em regime especial no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas eléctricos*;

REN, 2010 - *A Energia Eólica em Portugal*;

Comissão Europeia, 2002 - *Apoios públicos às diferentes fontes de energia*;

EWEA, 2011 - *Living with a wind farm, The public acceptance issue*;

Santana J. J. E. e Resende M. J. 2006. *Reflectir Energia, ETEP*;

Castro, R.M.G, 2003 - *Introdução à energia eólica*;

Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, 2010 - *Plano novas energias ENE2020*;

- DGEG, 2013 - *Experiências de mecanismos de mercado*;
- DGEG, 2014 - *Estatísticas rápidas mensais*;
- Esteves J, 2011. ERSE - *Interligações e mercado de serviços de sistema – A realidade do MIBEL no contexto europeu*;
- EWEA 2013 - *European Statistics*;
- EWEA 2009 - *European Statistics*;
- EWEA 2010 - *WindBarriers Administrative and grid access barriers to wind power*;
- APA 2014 - *Portuguese national inventory report on greenhouse gases, 1990 – 2012*;
- Lorena, A., Ferreira, L., Ramalho R., 2011 - *Wind Power Investment in Portugal: The Impact of Different Regulatory Support Schemes*;
- EWEA 2009 - *The Economics of Wind Energy - A report by the European Wind Energy Association*;
- e²p Energias Endógenas de Portugal Dezembro 2013- *Parques Eólicos em Portugal*;
- APREN 2009 – *Estudo do Impacto Macroeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal*.

Dissertações

- Abreu, C. M. S. M (2006), *Custos Financeiros e Sociais da Geração de Electricidade em Parques Eólicos*. Dissertação de Mestrado em Tecnologia do Ambiente;
- Tavares, A. F. C. F. S (2009), *Impacto do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) no comportamento competitivo dos agentes produtores de energia eléctrica*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores;
- Gil, J. T. Q. M (2010), *Análise e Previsão da Evolução do Custo da Electricidade em Portugal*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores;
- Cardoso, A. S (2007), *Remuneração de energias renováveis em Portugal*. Dissertação de Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial

Bolas, J. M. C. M (2012), *Análise estrutural e previsão do preço da energia eléctrica no MIBEL*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia.

Artigos

Zhao Z. Y., Hua J., Zuo J. 2009 - *Performance of wind power industry development in China: A Diamond Model study*.

S. N. Singh, Senior Member, IEEE, & I. Erlich, Senior Member, IEEE, 2008 - *Strategies for wind power trading in competitive electricity markets*.

Cruz, L. B. A -*Liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português)*.

Silva M. – **A energia eólica.**

Blanco, M. I. B. 2009 - *Renewable and Sustainable Energy Reviews*

Imprensa

Relatório IPCC (2011), *Energias renováveis podem “alimentar” o mundo em 2050*, OJE, 17 de Maio;

Morais, J. (2011), *Pensar um setor em mudança*, País Positivo, 1 de Novembro;

Vidigal, A. (2011), *Armazenar Vento*, Diário Económico, 8 de Novembro;

Costa, A. (2011), *O vento sopra cada vez mais a favor das novas energias*, Diário de Notícias, 24 de Junho;

Pássaro, D. (2011), “OCDE aplaude políticas ambientais de Portugal”, Público, 11 de Maio;

Costa, A. (2011), “APEMETA debate *eficiência energética e renováveis*”, Climatização, 1 de Julho.

Netgrafia:

<http://www.dgeg.pt>
<http://www.erse.pt>
<http://www.eneop.pt>
<http://www.ren.pt>
<http://www.edp.pt>
<http://www.omip.pt>
<http://www.omel.es>
<http://www.mibel.com>
<http://www.iea.org>
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
<http://www.apren.pt>
<http://www.ewea.org>
<http://www.gwec.net>
<http://www.enercon.de>
http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm
<https://dre.pt>
<http://www.inegi.pt/>
<http://e2p.inegi.up.pt>

Legislação

Decreto-Lei n.º 189/1988, de 27 de maio
Decreto-Lei n.º 187/1995, de 27 de julho
Decreto-Lei n.º 183/1995, de 27 de junho
Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro
Decreto-Lei n.º 44/1997, de 20 de fevereiro
Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio
Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro
Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro
Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de agosto
Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto
Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro

Decreto-Lei n.º33-A/2005, de 16 de fevereiro
Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro
Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro
Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto
Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio
Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 maio
Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio
Despacho n.º 16327/2011, de 2 de dezembro
Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de Fevereiro
Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.
Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro
Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro
Decreto-Lei n.º35/2013, de 28 de fevereiro
Resolução de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril
Diretiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro
Diretiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho
Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de
2009

Anexos

Anexo I – Mapa detalhado dos Cash Flows (Cenário base)

Valores em Euros	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Proveitos operacionais	4 111 379	4 174 612	4 235 770	4 297 824	4 360 787	4 424 673	4 489 494	4 555 265	4 622 000	4 689 712
Energia Exportada para rede	4 031 297	4 093 299	4 153 266	4 214 111	4 275 848	4 338 489	4 402 048	4 466 538	4 531 972	4 598 366
Emissões evitadas de CO2	80 082	81 313	82 505	83 713	84 940	86 184	87 447	88 728	90 028	91 346
Custos operacionais	961 344	976 129	990 430	1 004 940	1 019 662	1 034 600	1 049 757	1 065 136	1 080 740	1 096 573
Opex total	961 344	976 129	990 430	1 004 940	1 019 662	1 034 600	1 049 757	1 065 136	1 080 740	1 096 573
EBITDA	3 150 035	3 198 483	3 245 340	3 292 885	3 341 125	3 390 073	3 439 737	3 490 130	3 541 260	3 593 139
- Amort fiscais	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)
EBIT	1 677 635	1 726 083	1 772 940	1 820 485	1 868 725	1 917 673	1 967 337	2 017 730	2 068 860	2 120 739
- Juros Empréstimo	(1 413 504)	(1 352 776)	(1 288 404)	(1 220 170)	(1 147 842)	(1 071 174)	(989 907)	(903 763)	(812 450)	(715 659)
EBT	264 131	373 307	484 536	600 314	720 883	846 498	977 431	1 113 967	1 256 410	1 405 080
Imposto	(73 957)	(104 526)	(135 670)	(168 088)	(201 847)	(237 020)	(273 681)	(311 911)	(351 795)	(393 423)
EBT*(1-T)	190 174	268 781	348 866	432 226	519 036	609 479	703 750	802 056	904 615	1 011 658
+ Amort fiscais	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400
+VR Invest FM	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
+ VR Invest Capex	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-Invest FM	(341 244)	(5 248)	(5 076)	(5 150)	(5 226)	(5 302)	(5 380)	(5 459)	(5 539)	(5 620)
-Invest Capex (Cap Próprio)	(5 889 600)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-Invest Capex (Amortização Cap Empréstimo)	(1 012 134)	(1 072 862)	(1 137 234)	(1 205 468)	(1 277 796)	(1 354 464)	(1 435 731)	(1 521 875)	(1 613 188)	(1 709 979)
FCF	(6 653 266)	(474 163)	(526 512)	(583 788)	(646 049)	(713 619)	(786 837)	(866 066)	(951 691)	(1 044 119)
FCF acumulado	(6 653 266)	(7 127 429)	(7 653 941)	(8 237 729)	(8 883 778)	(9 597 397)	(10 384 234)	(11 250 300)	(12 201 990)	(13 246 110)

Anexo 1 – Mapa detalhado dos Cash Flows (Cenário base - continuação)

Valores em Euros	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Proveitos operacionais	4 758 417	4 828 127	4 898 859	4 970 628	5 043 447	5 117 334	5 192 303	5 268 370	5 345 552	5 423 864
Energia Exportada para rede	4 665 732	4 734 085	4 803 439	4 873 810	4 945 211	5 017 658	5 091 167	5 165 752	5 241 431	5 318 218
Emissões evitadas de CO2	92 685	94 043	95 420	96 818	98 237	99 676	101 136	102 618	104 121	105 646
Custos operacionais	1 112 638	1 128 938	1 145 477	1 162 258	1 179 285	1 196 562	1 214 091	1 231 878	1 249 925	1 268 236
Opex total	1 112 638	1 128 938	1 145 477	1 162 258	1 179 285	1 196 562	1 214 091	1 231 878	1 249 925	1 268 236
EBITDA	3 645 779	3 699 190	3 753 383	3 808 370	3 864 162	3 920 772	3 978 212	4 036 492	4 095 627	4 155 628
- Amort fiscais	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)	(1 472 400)
EBIT	2 173 379	2 226 790	2 280 983	2 335 970	2 391 762	2 448 372	2 505 812	2 564 092	2 623 227	2 683 228
- Juros Empréstimo	(613 060)	(504 306)	(389 026)	(266 829)	(137 300)	—	—	—	—	—
EBT	1 560 319	1 722 484	1 891 957	2 069 141	2 254 462	2 448 372	2 505 812	2 564 092	2 623 227	2 683 228
Imposto	(436 889)	(482 296)	(529 748)	(579 359)	(631 249)	(685 544)	(701 627)	(717 946)	(734 504)	(751 304)
EBT*(1-T)	1 123 429	1 240 188	1 362 209	1 489 781	1 623 213	1 762 828	1 804 184	1 846 147	1 888 723	1 931 924
+ Amort fiscais	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400	1 472 400
+VR Invest FM	—	—	—	—	—	—	—	—	—	450 181
+ VR Invest Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Invest FM	(5 702)	(5 786)	(5 871)	(5 957)	(6 044)	(6 133)	(6 222)	(6 314)	(6 406)	(6 500)
-Invest Capex (Cap Próprio)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-Invest Capex (Amortização Cap Empréstimo)	(1 812 578)	(1 921 332)	(2 036 612)	(2 158 809)	(2 288 338)	—	—	—	—	—
FCF	(1 143 783)	(1 251 142)	(1 366 683)	(1 490 922)	801 231	3 229 095	3 270 362	3 312 233	3 354 717	3 848 005
FCF acumulado	(14 389 893)	(15 641 035)	(17 007 718)	(18 498 641)	(17 697 410)	(14 468 314)	(11 197 952)	(7 885 719)	(4 531 002)	(682 997)