Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

# Integração das Energias Renováveis no Sistema Electroprodutor: Uma Análise Crítica

Jorge Filipe Portugal Vaz

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Junho de 2010

© Jorge Filipe Portugal Vaz, 2010

# Resumo

De modo a combater a dependência energética e permitir a provisão de energia correspondente às necessidades do presente sem comprometer as necessidades energéticas das gerações futuras, Portugal tem vindo a apostar nas energias renováveis, em especial na energia eólica.

Como este tipo de produção de energia depende do vento e da sua volatilidade, é um tipo de produção de energia intermitente, o que faz com que, por vezes, a produção seja superior ao consumo.

Existem várias soluções para armazenar esta energia excedentária como a de bombagem de água. Este tipo de solução foi adoptada por Portugal com o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico.

Nesta dissertação é feita uma análise crítica à política energética portuguesa, bem como ao PNBEPH como solução para a energia eólica excedentária.

Palavras-chave: Dependência energética, energias renováveis, politica energética, sustentabilidade energética.

# Abstract

In order to fight the energy dependence and allow the provision of energy to meet the needs of the present without compromising the needs of the future, Portugal have been focusing on renewable, especially wind power.

As this kind of energy depends on the wind and its volatility, it's a type of intermittent power production which sometimes makes the production superior to the consumption.

There are several solutions to store this over-production like the Pump-Storage Plant. This kind of solution is going to be used by Portugal with Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico.

In this dissertation is made a critical analysis to the Portuguese energetic politics, as well as a critical analysis to the PNBEPH as a solution to the wind power over-production.

Key-words: Energy dependence, renewable energy, energy politics, energy sustainability.

*A todos aqueles que tornaram possível este momento*

# Índice

**Resumo** ..... i

**Abstract** ..... iv

**Índice** ..... ix

**Lista de Figuras** ..... xi

**Lista de Tabelas** ..... xv

**Abreviaturas e Símbolos** ..... xvii

**Capítulo 1** ..... 1

Introdução ..... 1
1.1 - Sustentabilidade energética ..... 1
1.1.1 - Dependência energética ..... 2
1.1.1.1. Um modelo não sustentável ..... 5
1.1.2 - Portugal e o compromisso energético ..... 6
1.2 - As energias renováveis: caso eólico ..... 8
1.3 - Objectivos do trabalho ..... 11
1.4 - Âmbito do trabalho ..... **Error! Bookmark not defined.**
1.5 - Estrutura do documento ..... 11

**Capítulo 2** ..... 13

Aspectos Gerais ..... 13
2.1 - Tipo de aerogeradores ..... 13
2.2 - Volatilidade do vento ..... 17
2.2.1 - Relação entre o vento e a energia eólica ..... 19
2.3 - Legislação portuguesa sobre energias renováveis ..... 20
2.3.1 - Regime tarifário para as energias renováveis ..... 21
2.3.2 - Sobrecusto de Produção em Regime Especial e o seu impacte na tarifa de energia ..... 25

**Capítulo 3** ..... 29

Soluções existentes para a energia eólica excedentária ..... 29
3.1 - Bombagem de água ..... 29
3.2 - Ar comprimido ..... 30
3.3 - *Flywheels* ..... 31
3.4 - Baterias ..... 32
3.5 - Outros ..... 32

**Capítulo 4.....33**

Análise crítica à política energética portuguesa ..... 33
4.1 - Custos e criação de emprego associados à energia eólica..... 35
4.2 - Principais desafios da integração da energia eólica ..... 44
4.2.1 - Smart grids..... 48
4.2.1 - Carros eléctricos..... 49
4.2.2 - Armazenamento de água ..... 51

**Capítulo 5.....53**

Energia eólica e o PNBEPH ..... 53
5.1 - Hídrica em Portugal: O PNBEPH como solução para o armazenamento eólico ..... 53
5.1.1 - Elaboração do PNBEPH..... 57
5.1.2 - PNBEPH..... 58
5.1 - Criação de emprego ..... 69

**Capítulo 6.....70**

Conclusões e trabalho futuro ..... 70
6.1 - Conclusões ..... 70

**Referências.....73**

# Lista de Figuras

**Figura 1.1** – Previsão do consumo actual de energia até 2020 ..... 2

**Figura 1.2** – Consumo de energia primária *per capita* ..... 3

**Figura 1.3** – Preço do gás natural, carvão, crude e electricidade. ..... 3

**Figura 1.4** – Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal. ..... 4

**Figura 1.5** – Consumo de Energia Final por Sector em 2007 ..... 5

**Figura 1.6** – O efeito de estufa..... 7

**Figura 1.7**- Emissões de Co2 para diferentes fontes de energia em 1999 para o Japão, Suécia e Finlândia ..... 8

**Figura 1.8**- Central solar de 11 MW em Serpa, Portugal..... 8

**Figura 1.9**- Aerogerador.....10

**Figura 1.10** – Parte do parque eólico Pena Suar na Serra do Marão.....10

**Figura 2.1** – Constituintes de uma turbina eólica.....14

**Figura 2.2** – Parte de parque eólico offshore em Vattenfall na Noruega.....15

**Figura 2.3** - Esquema do princípio de funcionamento de um rotor Savonius. .....16

**Figura 2.4** - Esquema de rotor de Savonius. .....16

**Figura 2.5** – Esquema de rotor de Darrieus. .....16

**Figura 2.6** – Aerogerador de Darrieus. .....16

**Figura 2.7** – Moinho de vento e eólica de eixo horizontal.....17

**Figura 2.8** – Variação de vento no dia 4 de Maio de 2010, Estados Unidos.....18

**Figura 2.9** – Variação de vento no dia 5 de Maio de 2010, Estados Unidos.....18

**Figura 2.10** – Anemómetro comercial.....19

**Figura 2.11** – Curva de potência de um aerogerador.....20

**Figura 2.12** – Peso das diferentes tecnologias renováveis no PRE ..... 27

**Figura 3.1** – Bombagem de água ..... 30

**Figura 3.2** – Armazenamento de Energia por Ar Comprimido..... 31

**Figura 3.3** – *Flywheel* individual e conjunto de *Flywheels*..... 31

**Figura 3.4** – Representação esquemática de uma bateria ..... 32

**Figura 4.1** – Percentagem de funcionamento de uma eólica ao longo do ano 2000 na Dinamarca ..... 34

Figura 4.2- Distribuição de funcionamento de uma eólica ao longo de um ano, na Alemanha ..... 34

Figura 4.3- Qualidade do vento na Europa ..... 35

**Figura 4.4** – Emprego associado à energia eólica até 2030 ..... 38

**Figura 4.5** – Emprego criado pelas energias renováveis ..... 39

**Figura 4.6** – Comparação entre efeitos orçamentais negativos entre emprego criado pela construção e operação de instalações eólicas ..... 40

**Figura 4.7** – Investimento realizado por alguns países na energia eólica ..... 40

**Figura 4.8** – Potência instalada de produção eólica em Portugal..... 41

**Figura 4.9** – Top 10 mundial de potência instalada ..... 41

**Figura 4.10** – Produção diária em Portugal no ano de 2009 ..... 43

**Figura 4.11** – Máximos de Contribuição e Produção eólica ..... 43

**Figura 4.12** – Preço do mercado diário no dia 3 de Janeiro de 2010..... 44

**Figura 4.13** – Diagrama de cargas no dia 3 de Janeiro de 2010 ..... 45

**Figura 4.14** – Produção em regime especial no dia 3 de Janeiro de 2010..... 45

**Figura 4.15** – Produção hidroeléctrica no dia 3 de Janeiro de 2010 ..... 46

**Figura 4.16** – Conjunto de produções carvão, fuel e gás no dia 3 de Janeiro de 2010..... 46

**Figura 4.17** – Quantidade de energia exportada e importada no dia 3 de Janeiro de 2010 ... 47

**Figura 4.18** – Mundo com Smartgrids. ..... 48

**Figura 4.19** – Carro eléctrico da Volvo ..... 50

**Figura 4.20** – Apresentação do Nissan Leaf ..... 51

**Figura 4.21** – Correlação entre vento e chuva ..... 52

**Figura 5.1** – Potencial hidroeléctrico aproveitado em vários países no ano de 2008..... 53

**Figura 5.2**- Localização dos aproveitamentos existentes em Portugal ..... 54

**Figura 5.3** – Emissão hidráulica e a energia utilizada nos grupos reversíveis até 2006 ..... 55

**Figura 5.4** – Gráfico de potência instalada..... 56

**Figura 5.5** – Produção Nacional até 2006..... 56

**Figura 5.6** – Potência instalada por aproveitamento..... 59

**Figura 5.7** – Potência produzida por aproveitamento..... 60

**Figura 5.8** – Capacidade de armazenamento das albufeiras ..... 60

**Figura 5.9** – Localização dos aproveitamentos seleccionados ..... 61

**Figura 5.10** – Helicóptero de Bombeiros. ..... 63

**Figura 5.11** – Diagrama de carga diário em dia de alta Hidraulicidade..... 64

**Figura 5.12** – Diagrama de carga previsto em dia de baixa hidraulicidade ..... 65

**Figura 5.13** – Diagrama de carga previsto em dia de média hidraulicidade ..... 65

**Figura 5.14** – Mexilhão do rio..... 68

# Lista de Tabelas

**Tabela 2.1** — Valores dos factores $KMHO_{pc}$ e $KMHO_{v.}$ ..... 23

**Tabela 2.2** — Valores do factor Z ..... 25

**Tabela 2.3** — Valor das tarifas de 2010 ..... 26

**Tabela 4.1** — Número de empregos directos ..... 38

**Tabela 5.1** — Características de diferentes bacias hidrográficas ..... 55

**Tabela 5.2** — Características previstas no PNBEPH ..... 62

**Tabela 5.3** — Potência média anual para diferentes aproveitamentos ..... 67

# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

| | |
|---|---|
| CAE | Contratos de Aquisição de Energia |
| CAES | *Compressed air energy storage* (Armazenamento por ar comprimido) |
| CIEG | Custos Interesse Económico Geral |
| DGEG | Direcção Geral de Energia e Geologia |
| EWEA | *European Wind Energy Association* |
| GEE | Gases com efeito de estufa |
| INAG | Instituto da Água |
| PNAEE | Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética |
| PNBEPH | Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico |
| PRE-R | Produção Regime Especial com origem em recursos renováveis |
| REN | Rede Energética Nacional |
| RNT | Rede Nacional de Transporte |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| SEP | Sistema Eléctrico Serviço Publico WWEA *World Wind Energy Association* |
| WETO | *World Energy Technology Outlook* |

Lista de símbolos

| | |
|---|---|
| $CO_2$ | Dióxido de Carbono |
| CFC | Clorofluorcarbonato |
| $O_3$ | Ozono |
| W | *Watt* |
| Wh | *Watt hora* |
| m | *Metros* |
| s | Segundos |

| | |
|---|---|
| tep | Tonelada Equivalente de Petróleo |
| J | Joule |
| Kgep | Kilograma Equivalente de Petróleo |

# Capítulo 1

# Introdução

## 1.1 - Sustentabilidade energética

Nos dias de hoje, a energia é um bem essencial no desenvolvimento económico e social. De modo a que as gerações futuras possam ter acesso a este bem, a geração presente tem que ter o cuidado de não esgotar as fontes de energia. Assim, é essencial o desenvolvimento de tecnologias sustentáveis bem como uma utilização eficiente das tecnologias actuais. Além do risco de esgotamento das fontes tradicionais, também têm que ser tidas em conta questões ambientais. Na sua maioria, as fontes tradicionais são poluentes e não sustentáveis.

A sustentabilidade energética é a provisão de energia que corresponde às necessidades do presente sem comprometer as necessidades energéticas das gerações futuras. De um modo mais amplo, podemos permitir a inclusão dos combustíveis fósseis como fontes de energia enquanto desenvolvemos tecnologias, desde que essas novas tecnologias possam ser usadas pelas gerações futuras [1].

As fontes renováveis de energia são geralmente consideradas como fontes sustentáveis de energia uma vez que permitem a sua renovação em tempo útil. Como fontes de energia renovável temos por exemplo a biomassa, o sol (energia solar), o vento (energia eólica), o mar (energia das ondas e a energia das marés), a energia hídrica e a energia geotérmica. Também é comum incluir tecnologias que melhorem a eficiência energética. Há ainda quem considere que a energia de fusão nuclear seja sustentável [1].

Para além do facto de que as fontes de energia não sustentáveis correrem o risco de se esgotarem, Portugal não é um país rico neste tipo de recursos. Assim, a produção de energia primária depende fortemente de importações e dos preços do mercado. As energias renováveis são portanto um modo de combater esta dependência energética porque, como já referimos, as fontes de energia renovável não se esgotam [1], [2].

### 1.1.1 - Dependência energética

A principal causa da dependência energética em Portugal é a falta de fontes fósseis de energia. Como é sabido, a energia é cada vez mais um bem essencial. O nosso país consome anualmente o equivalente a 25 milhões de toneladas de energia primária, dependendo da importação em cerca de 85% desse montante - em primeiro lugar do petróleo (60%), seguido do carvão e do gás natural. Actualmente enfrentamos problemas que não eram considerados na época da Revolução Industrial onde facilmente se produzia energia quer através do carvão e lenha como mais tarde através do petróleo [1].

Esta política passada provocou uma crise energética pois o esgotamento dos combustíveis fósseis não era considerado. A formação deste tipo de combustíveis demora milhões de anos e o seu rápido consumo supera a capacidade natural de os repor.

Um dos graves problemas mundiais deve-se ao facto da política energética basear-se na queima de combustíveis fósseis. O petróleo, o carvão e o gás natural são responsáveis por cerca de 80% da energia final consumida anualmente. Prevê-se para 2020 um crescimento para o consumo global de aproximadamente 60 % [3].

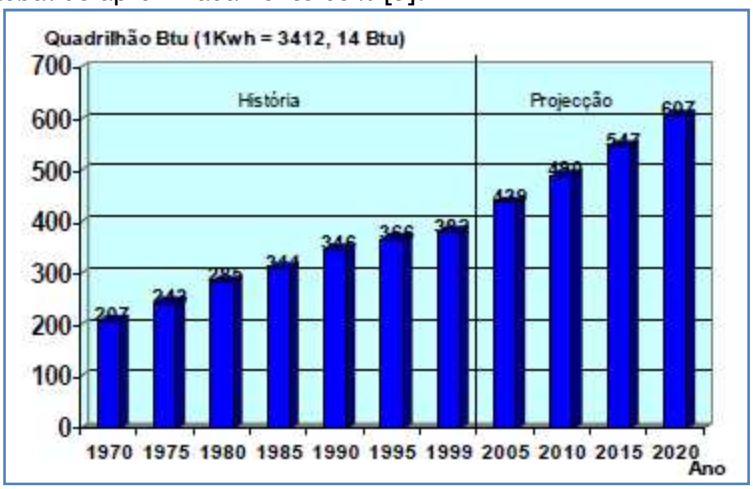



**Figura 1.1** – Previsão do consumo actual de energia até 2020[1] [3]

Outro factor a ter em conta é a dispersão geográfica do consumo energético mundial. Hoje em dia, o consumo é maior em países desenvolvidos e países exportadores de petróleo. No entanto, está previsto um aumento *per capita* considerável nos países emergentes ou em vias de desenvolvimento. Países como o Brasil, a Índia, a China e a Rússia são países nesta situação, e a sua elevada população fará com que a procura de energia tenha um crescimento cada vez mais acentuado [4].

[1] 1 Quadrilião = 1.000.000.000.000.000

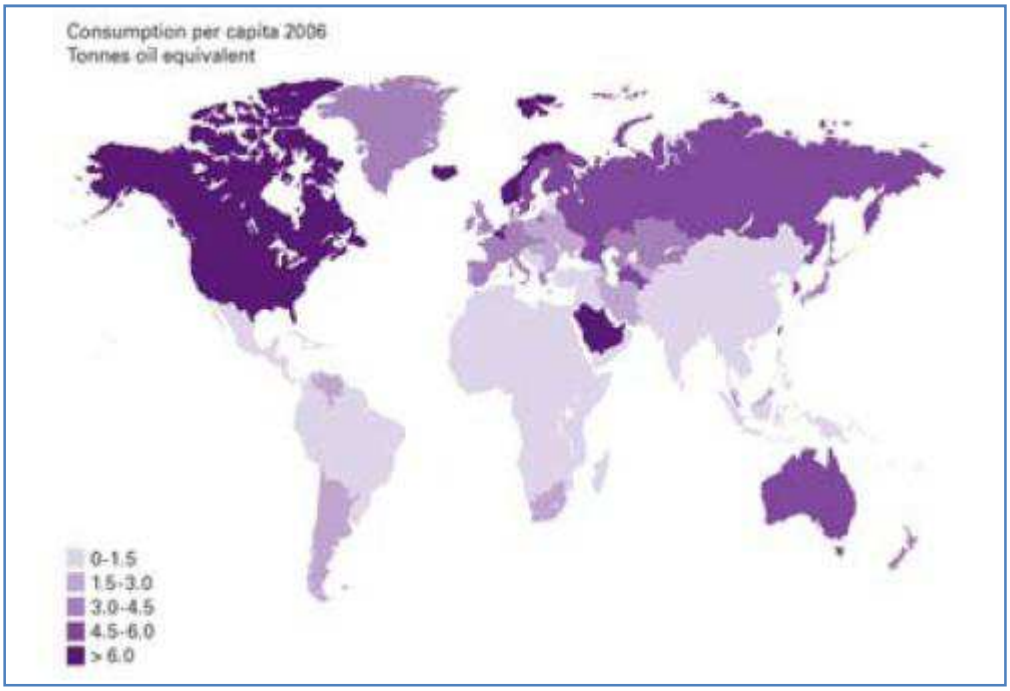



**Figura 1.2** – Consumo de energia primária *per capita* [4]

Este crescente consumo de energia e o esgotamento das energias fósseis obriga a uma nova abordagem energética de modo a tornar os países sustentáveis e independentes de países estrangeiros.

Na **Figura 1.2** seguinte podemos ver o preço da electricidade, do gás natural, do carvão e do crude ao longo dos anos.

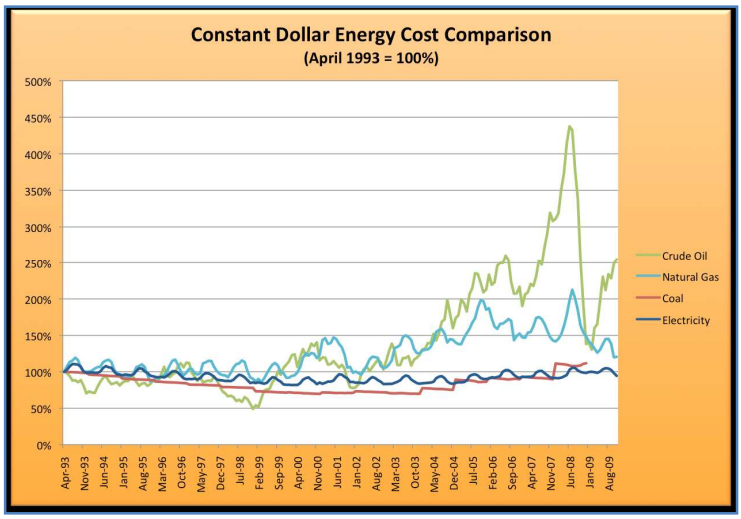



**Figura 1.3** – Preço do gás natural, carvão, crude e electricidade [5]

Sendo Portugal um país com poucos recursos energéticos, recursos esses que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos tais como o carvão, o petróleo e o gás, faz com que tenha uma elevada dependência energética. Em 2007, as importações de fontes primárias de origem fóssil foram cerca de 82,9 % [1].

Na **Figura 1.4** seguinte é possível observar a evolução do consumo de Energia Primária em Portugal, no período 1996-2007.

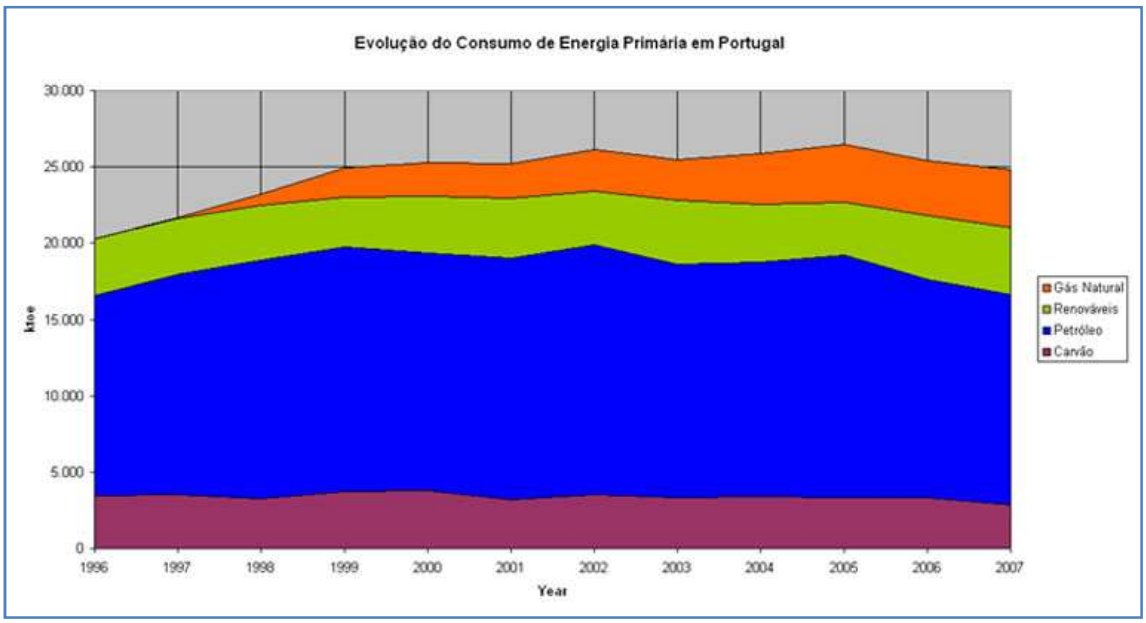



**Figura 1.4** – Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal [1]

Como se pode observar na **Figura 1.4**, o petróleo era uma das principais fontes de energia, representando 54 % do consumo total de energia primária em 2007. No entanto, também é possível observar que tem vindo a diminuir desde 2005.

Já o gás natural tem vindo a ser incluído no mix energético. Em 2007 representou cerca de 15 % do total do consumo de energia primária.

O carvão representou cerca de 11,3 % em 2007 do total de consumo de energia primária. Devido ao seu impacto nas emissões de $CO_2$, prevê-se uma redução do carvão na produção de electricidade.

As energias renováveis representaram 17,1 % no consumo total de energia primária em 2007 contra 16,3 % em 2006.

A Energia Final atingiu o valor de 18695 ktep[2] em 2007, menos 2,1 % que no ano anterior. O consumo de petróleo foi reduzido em 7,1 %, o de gás natural aumentou 5,9 % e a electricidade aumentou 3,3 %.

O peso dos diferentes sectores da actividade económica relativamente ao consumo de energia fora, em 2007, de 36,4 % nos Transportes, 29,2 % a Indústria, 17,1 % no Doméstico, 12,2 % nos Serviços e 5,1 % nos outros sectores como a Pesca, Agricultura, Construção e Obras Públicas.

[2] 1 tep (tonelada equivalente de petróleo) = 42 GJ

**Figura 1.5** – Consumo de Energia Final por Sector em 2007. [1]

Portugal apresenta em 2007 um consumo de energia final *per capita* de 1,76 tep/habitante e em 2006 foi dos países com menor consumo de electricidade *per capita*. A intensidade energética foi de 225,14 kgep[3]/1000 € em 2006.

As emissões de $CO_2$ *per capita*, resultantes de processos de combustão em Portugal foram de 5,32 t $CO_2$, em 2006, registando-se neste mesmo ano uma intensidade carbónica de 0,47 kg $CO_2$ / 2000USD [1].

#### 1.1.1.1. Um modelo não sustentável

Segundo um estudo efectuado pelo WETO [6], no qual se efectua uma previsão a longo prazo se as tendências actuais não se alterarem, a produção energética mundial continuará a ser maioritariamente através de combustíveis fósseis (cerca de 90 %). A Ásia será responsável por aproximadamente dois terços do aprovisionamento do carvão.

A necessidade de energia mundial crescerá aproximadamente 1,8 % por ano sendo os grandes responsáveis deste aumento os países em vias de desenvolvimento. Estes países serão responsáveis por cerca de 50 % da procura de energia, mais 10 % que a situação actual.

Em 2030, as emissões de $CO_2$ atingirão o dobro das emissões de 1990 aumentando cerca de 18 % na UE e cerca de 50 % nos EUA.

As reservas mundiais de petróleo serão suficientes para o crescente aumento de consumo até 2030. Mas para além dessa data, a situação pode-se tornar ainda mais preocupante.

Já a produção de carvão duplicará entre 2000 e 2030, sendo que na África e Ásia serão extraídos mais de 50 % do carvão. Também a produção de gás duplicará para o mesmo período.

O custo do petróleo e do gás tenderá a subir enquanto o de carvão se manterá inalterado, a electricidade será responsável por cerca de um quarto da procura final de energia e o petróleo o principal combustível [6].

[3] 1 kgep=41,9 MJ

### 1.1.2 - Portugal e o compromisso energético

A poluição atmosférica tem sido motivo de preocupação desde há já algumas décadas. Esta preocupação levou à realização de acções conjuntas por parte de vários países. Segundo várias investigações, os gases que provocam o efeito de estufa são considerados como causa da aceleração do aquecimento global e estão presentes em inúmeros aspectos da sociedade moderna [7].

Este tipo de poluição é global, isto é, atinge pessoas indeterminadas/não individualizadas, e é indivisível. As consequências deste tipo de poluição são irreversíveis ou de difícil reversão e geram consequências imprevisíveis devido aos seus efeitos cumulativos e sinergéticos, para além de que, os efeitos podem manifestar-se num ponto geográfico bastante afastado do local onde a poluição é gerada [7].

Assim, a poluição atmosférica produzida num dado local do planeta pode atingir qualquer outro lugar. Ainda mais, um gás emitido num dado local pode associar-se a um outro gás emitido num outro local resultando numa sinergia com resultados muitas vezes imprevisíveis. No entanto, e além deste carácter global, alguns efeitos são sentidos no próprio local [7].

Alguns dos efeitos globais mais preocupantes, e segundo várias investigações, consistem no agravamento do efeito de estufa assim como no aumento do buraco do ozono, dos quais resultam consequências graves, como o aumento da temperatura do planeta, a má filtração dos raios ultravioleta do sol, o aumento do nível do mar devido ao degelo, entre outros. O aquecimento global deve-se principalmente à acumulação de dióxido de carbono ($CO_2$) na atmosfera. Esta acumulação junto da superfície da camada de Ozono permite a passagem dos raios solares e retém o calor já que reflecte para a terra os raios que se deviam dissipar no espaço.

A passagem dos raios ultravioleta pelo buraco de ozono é gravíssima uma vez que este tipo de radiação é a principal causa para os cancros de pele. O buraco de ozono é uma consequência do desenvolvimento industrial sentido no último século. Este crescimento industrial levou ao aumento de emissão de clorofluorcarbonato (CFC) que destrói as moléculas de ozono (O3).

Com o aumento do buraco do ozono, a Terra fica mais vulnerável à incidência de raios ultravioleta. O buraco de ozono tem vindo a aumentar atingindo principalmente a região da Antárctida [7].

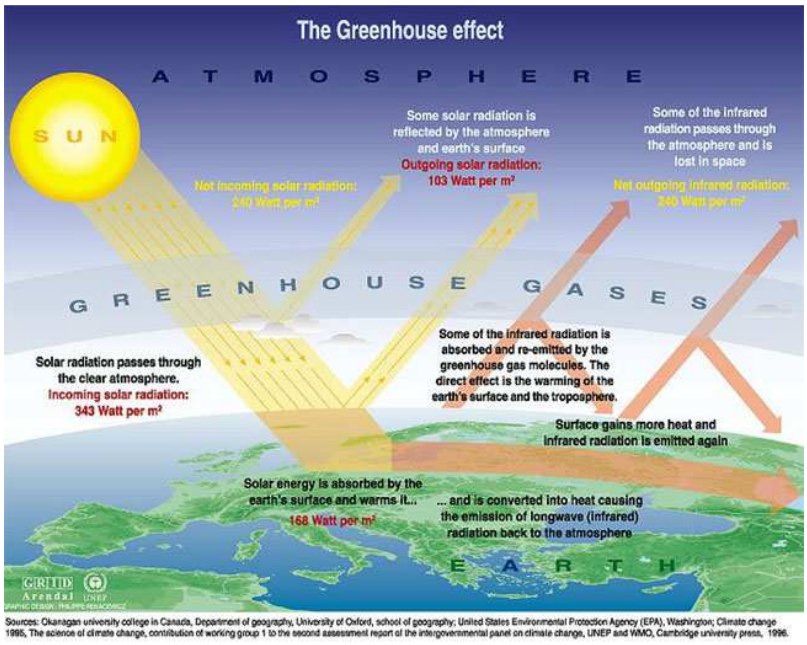



**Figura 1.6** – O efeito de estufa [8]

Em Dezembro de 1997 em Quioto, Japão, foi discutido e negociado o Protocolo de Quioto, tratado internacional com compromissos para reduzir a emissão de gases com efeito de estufa. O protocolo entrou em vigor dia 16 de Fevereiro de 2005 com o objectivo de "estabilização e reconstrução das concentrações dos gases com efeito de estufa na atmosfera de modo que sejam impedidas interferências antropogénicas perigosas com o sistema climático" [7].

Entre os dias 7 e 18 de Dezembro de 2009, em Copenhaga, Dinamarca, realizou-se a Cimeira de Copenhaga com o objectivo de discutir como reagir às mudanças climáticas.

Este acordo foi uma continuação do Protocolo de Quioto, ficando apenas "registado" e não "adoptado" pelos órgãos da Cimeira e suscitou ainda dúvidas sobre o seu valor e enquadramento. Tudo apontava para que a cimeira das Nações Unidas, realizada no início de Dezembro, fosse um marco no combate às alterações climáticas. No entanto, os 12 dias de negociações terminaram sem a definição de qualquer objectivo claro e metas concretas. EUA e China foram os principais responsáveis pelo fracasso da cimeira que pretendia definir o sucessor do Protocolo de Quioto, que expira a 31 de Dezembro de 2012.

Anteriormente à Cimeira acima descrita, a 17 de Dezembro de 2008, o Parlamento Europeu aprovou quatro propostas do pacote legislativo clima-energia. O objectivo da nova legislação consiste na redução, por parte dos países constituintes da União Europeia, em 20% (ou em 30%, se for possível chegar a um acordo internacional) das emissões de gases com efeito de estufa, assim como na elevação para 20% da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia e ainda um aumento em 20% da eficiência energética até 2020. O pacote fixa também uma meta de 10% de energias renováveis no sector dos transportes até essa data [9].

## 1.2 - As energias renováveis: caso eólico

As energias renováveis são essenciais para a sustentabilidade energética pois, além de serem muito menos poluentes como facilmente se verifica na **Figura 1.7**, reduzem a dependência energética.

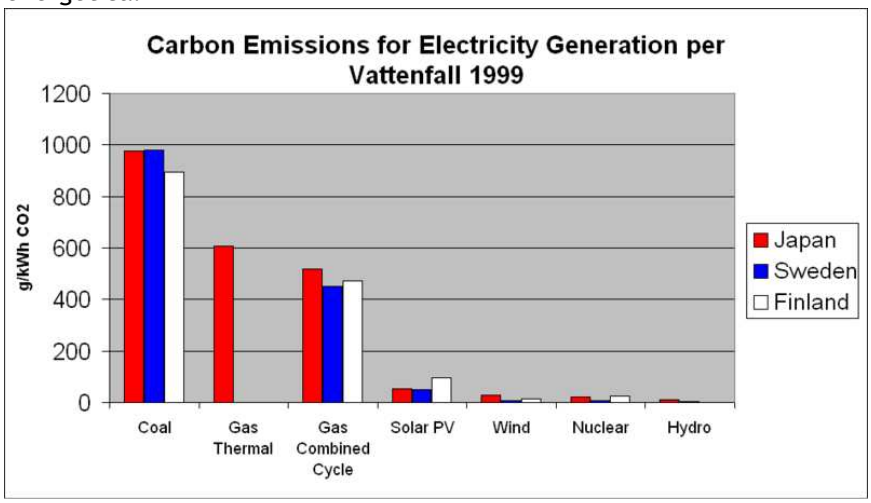



**Figura 1.7**- Emissões de $CO_2$ para diferentes fontes de energia em 1999 para o Japão, Suécia e Finlândia [10]

Existem três gerações de energias renováveis [11]:

- As tecnologias de primeira geração, as quais emergiram no final do século XIX, compreendendo a energia hídrica, a combustão de biomassa e a energia geotérmica;
- As de segunda geração incluem a energia solar, a solar fotovoltaica, a energia eólica e tecnologias modernas de bioenergia. Este tipo de tecnologias teve um crescimento elevado nos últimos 15 anos como resultado do desenvolvimento e investigação, que começou por volta dos anos 80 resultante das crises petrolíferas dos anos 70. O crescente crescimento actual é devido também a questões ambientais.

**Figura 1.8**- Central solar de 11 MW em Serpa, Portugal

- As de terceira geração são tecnologias que ainda se encontram em fase de desenvolvimento. Como exemplo destas tecnologias temos a gaseificação avançada de biomassa, tecnologias de biorefinaria, solares térmicas concentradas, entre outras.

As duas primeiras gerações são as que são utilizadas em massa actualmente enquanto que a utilização da terceira encontra-se muito depende dos compromissos de investigação e desenvolvimento a adoptar, o que implica um papel importante do sector público [11] na utilização em larga escala destas.

Uma vez que Portugal investiu fortemente na energia eólica, esta dissertação foca-se em especial neste tipo de tecnologia.

A energia eólica é considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia uma vez que é limpa e não se esgota. Assim, e se utilizada para substituir fontes de combustíveis fosseis, tem um papel importante na redução das emissões de gases de estufa. Esta energia é usada para mover aerogeradores para produzir energia eléctrica. Estes devem ser agrupados em parques eólicos de modo a que a produção de energia seja rentável embora possam também ser usados isoladamente de modo a alimentar localidades distantes da rede de transmissão.

De um modo geral, as principais vantagens da utilização deste tipo de energia são:

- Vantagens para a sociedade em geral:
    - Não se esgota;
    - Não emite gases poluentes nem gera resíduos;
    - Reduz a emissão de gases de efeito de estufa (GEE).
- Vantagens para as comunidades onde se inserem os Parques Eólicos:
    - O terreno onde o parque está instalado não fica impossibilitado de outros usos como criação de gado ou agricultura;
    - Criação de emprego;
    - Geração de investimento em zonas desfavorecidas;
    - Benefícios financeiros (proprietários e zonas camarárias).
- Vantagens para o estado:
    - Reduz a elevada dependência energética do exterior, nomeadamente a dependência em combustíveis fósseis;
    - Poupança devido à menor aquisição de direitos de emissão de $CO_2$ por cumprir o protocolo de Quioto e directivas comunitárias e menores penalizações por não cumprir;
    - Possível contribuição de cota de GEE para outros sectores da actividade económica;
    - É uma das fontes mais baratas de energia podendo competir em termos de rentabilidade com as fontes de energia tradicionais.

- Vantagens para os promotores:
    - Os aerogeradores não necessitam de abastecimento de combustível e requer revisões periódicas com vista à manutenção dos níveis sonoros de funcionamento dos aerogeradores. Deverá proceder-se a um registo das operações de revisão efectuadas periodicamente [12].

**Figura 1.9**- Aerogerador.

As várias vantagens da energia eólica fizeram com que existisse um crescimento elevado na instalação de parques eólicos tanto em Portugal como no resto do mundo. Em Portugal, o aproveitamento da energia eólica para a produção de energia eléctrica teve inicio em 1986 com a construção do primeiro parque eólico na Ilha de Porto Santo, Madeira [13]. Oito anos após este registo o continente português recebe o primeiro parque, com um pequeno projecto de 1.8 MW, perto de Sines [14].

Em 2001, a potência eólica instalada era de 114 MW, distribuída por 16 parques com um total de 173 aerogeradores. Em 2004, já existiam 441 aerogeradores espalhados por 71 parques, que representavam uma potência de 537 MW [15].

Em Fevereiro de 2010, Portugal ocupava o sexto lugar no ranking europeu e o nono mundial de potência instalada com 3.535 megawatts (MW), sendo a potência instalada europeia liderada pela Alemanha e Espanha com 25.104 e 19.149 MW respectivamente. O total da União Europeia para a mesma data era de 74.767 MW. A nível mundial, a potência instalada era liderada pelos Estados Unidos (22,3 % da potencia mundial) e pela China (16,4 %) [15].

**Figura 1.10** – Parte do parque eólico Pena Suar na Serra do Marão.

Quanto às principais desvantagens da energia eólica temos:

- A sua intermitência, ou seja, nem sempre o vento sopra quando a electricidade é necessária, tornando difícil a integração da sua produção no programa de exploração;
- Provoca um impacto visual considerável, principalmente para os moradores em redor. A instalação dos parques eólicos gera uma grande modificação da paisagem;
- Provoca perturbações nas transmissões radioeléctricas;
- Impacto sobre as aves do local: principalmente pelo choque destas nas pás, efeitos desconhecidos sobre a modificação de seus comportamentos habituais de migração;
- Impacto sonoro: o som do vento bate nas pás produzindo um ruído constante (43dB(A)). As habitações mais próximas deverão estar, no mínimo a 200 metros de distância.

Actualmente já existem parques em Portugal com aerogeradores incluindo sensores especiais, de forma a pararem a rotação ao detectarem o movimento de aves, recentemente foi inaugurado um parque com esta tecnologia, no Barão de São João, Algarve [16]. Mas a paragem súbita dos aerogeradores também acarreta consequências tanto para a rede como para a própria resistência do aerogerador.

## 1.3 - Objectivos do trabalho

Os objectivos deste trabalho consistem numa análise à política energética portuguesa com especial enfoque na energia eólica.

Esta análise consiste em avaliar os impactes que a elevada produção eólica tem vindo a ter tanto a nível de custos como de criação de emprego. Analisar-se-ão também as soluções existentes para a energia excedente, em especial a de armazenagem de água.

Este tipo de solução foi a adoptada pelo PNBEPH, ao qual será também feita uma análise.

## 1.4 - Estrutura da tese

A tese está estruturada sob a forma de 6 capítulos. O presente capítulo faz uma introdução ao tema em questão e uma apresentação dos objectivos deste trabalho.

No capítulo 2 são abordados os aspectos gerais da energia eólica nomeadamente: tipo de aerogeradores, volatilidade do vento, e legislação para as renováveis.

O capítulo 3 é dedicado às soluções existentes para a energia eólica excedentária.

No capítulo 4 é feita uma análise crítica à política energética portuguesa.

No capítulo 5 é realizada uma análise à integração da energia eólica no PNBEPH.

Finalmente, no capítulo 6, apresentam-se as principais conclusões deste trabalho.

# Capítulo 2

# Aspectos Gerais

Neste capítulo serão abordados os aspectos gerais da energia eólica, nomeadamente o tipo de aerogeradores existentes, a volatilidade do vento e sua influência na produção eólica, e ainda a legislação Portuguesa para a produção eólica.

## 2.1 - Tipo de aerogeradores

As turbinas eólicas, também conhecidas por aerogeradores, têm como função transformar a energia cinética do vento em energia mecânica e consequentemente em energia eléctrica.

Uma turbina eólica é constituída pelos seguintes elementos [17], tal como representado na **Figura 2.1**:

- Torre (permite elevar a turbina eólica até ventos mais regulares na camada limite atmosférica);
- Nave (contém o sistema mecânico);
- Veio (permite a rotação das pás e transmite a energia mecânica ao gerador eléctrico);
- Pás (permitem "absorver" a energia cinética do vento).

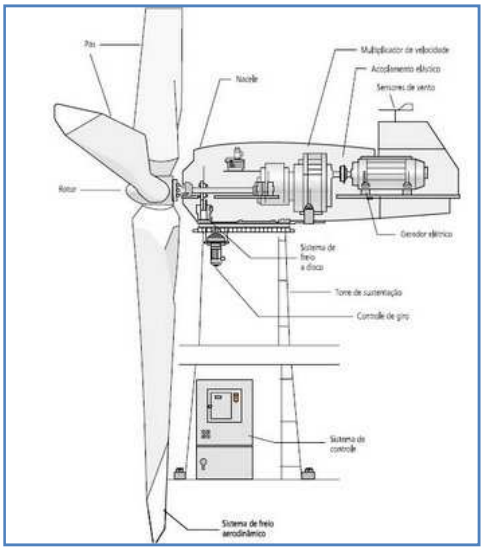



**Figura 2.1** – Constituintes de uma turbina eólica [17]

Existem diversos tipos de instalações eólicas e diversas orientações axiais. Um aerogerador ocupa uma superfície de solo reduzida que, como referido anteriormente, não perturba as actividades industriais e agrícolas próximas.

Existem aerogeradores isolados que não se encontram ligados à rede de energia eléctrica nem a outros geradores. A este tipo de instalação dá-se o nome de aerogerador individual.

Quando se trata de um conjunto de aerogeradores estamos perante um parque eólico. Embora seja mais frequente encontrar este tipo de instalação em terra, é cada vez mais frequente no mar (*offshore*) [18] uma vez que o vento é mais regular. Além disso, estes parques permitem a redução dos inconvenientes provocados pelo ruído e pela poluição da paisagem. De um modo geral, as vantagens da eólica *offshore* em relação à sua homónima em terra são:

- Há mais vento no mar que em terra, devido ao facto da inexistência de obstáculos no mar e a menor rugosidade da superfície marítima quando comparada com a terrestre.
- É mais fácil transportar os elementos constituintes dos aerogeradores por mar do que por terra. Inclusive, ficam abertas as portas à fabricação de aerogeradores de maior porte, que permitirão retirar mais energia do vento.

Contudo também existem dificuldades e inconvenientes na implementação desta tecnologia:

- O custo da fabricação das fundações é elevado assim como é necessário fabricar torres mais altas, pois parte da estrutura fica submersa.
- O custo da manutenção é mais elevado, pois o mar é um ambiente mais corrosivo. Por outro lado, a deslocação de técnicos fica mais cara.

- Esta tecnologia fica limitada a 40 metros de profundidade. Para instalar aerogeradores a profundidades maiores, está a ser desenvolvida uma tecnologia flutuante, que está em fase de testes.
- O impacto ambiental nos ecossistemas marinhos.

Em Portugal calcula-se que esta tecnologia poderá representar 3500MW de potência instalada.

**Figura 2.2** – Parte de parque eólico offshore em Vattenfall na Noruega [9]

Em relação à orientação do eixo axial, existem dois grandes grupos: os aerogeradores de eixo vertical e os aerogeradores de eixo horizontal. Independente da orientação do eixo, o objectivo é gerar um binário motor para movimentar o gerador eléctrico [18].

Nos aerogeradores de eixo vertical, as torres têm entre 0.1 a 0.5 vezes a altura do próprio rotor, o que permite a colocação de todo o dispositivo de conversão de energia na base de aproveitamento, o que facilita as operações de manutenção. Além disso, não é necessário existir um dispositivo de orientação da turbina face ao vento, o que acontece no aerogeradores de eixo horizontal.

Uma vez que o vento junto ao solo tem uma menor intensidade, o rendimento deste tipo de aerogeradores é menor e a torre fica sujeita a menores esforços mecânicos.

Os tipos de estruturas de aerogeradores de eixo vertical mais utilizados baseiam-se no princípio de accionamento diferencial ou da variação cíclica de incidência da força [18].

Baseado no princípio de accionamento diferencial temos o rotor de Savonius (**Figura 2.3**). Os esforços exercidos pelo vento em cada uma das faces do corpo oco são de intensidades diferentes, resultando um binário responsável pelo movimento rotativo do conjunto.

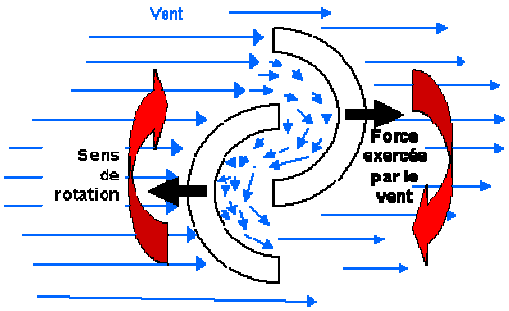



**Figura 2.3** - Esquema do princípio de funcionamento de um rotor Savonius [18]

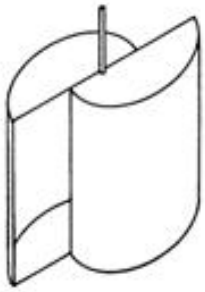


**Figura 2.4** - Esquema de rotor de Savonius [18]

Baseado no princípio da variação cíclica de incidência temos o rotor de Darrieus (**Figura 2.5**,**Figura 2.6**). Quando sujeito ao vento, fica submetido a forças de intensidade e direcção variáveis. A resultante destas forças gera um binário motor responsável pela rotação do dispositivo.

**Figura 2.5** – Esquema de rotor de Darrieus [18]

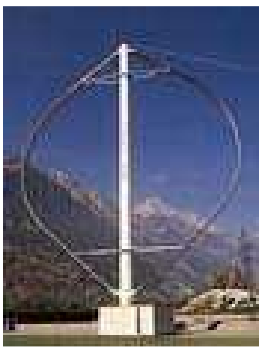


**Figura 2.6** – Aerogerador de Darrieus [18]

Quanto aos aerogeradores de eixo horizontal, são baseados no princípio de funcionamento dos moinhos de vento. São constituídos por turbinas de uma a três pás. A turbina de três pás é a mais comum pois constitui um bom compromisso entre coeficiente de potência, custo e velocidade de rotação [18]. Este tipo de aerogeradores é o mais utilizado. No entanto, ao contrário do que pode parecer intuitivamente, o mais importante não é o número de pás, mas sim a superfície varrida por estas. Assim, uma turbina eólica com apenas 2 pás pode ter a mesma eficiência que uma turbina eólica de 3 pás. Existem também turbinas eólicas com uma só pá.

**Figura 2.7** – Moinho de vento e eólica de eixo horizontal [18]

Existem duas categorias de eólicas de eixo horizontal: as frontais ("*upwind*") e as de retaguarda ("*downwind*"), sendo que nas frontais o vento sopra pela parte frontal. As pás são rígidas e o rotor é orientado segundo a direcção do vento através de um dispositivo motor. Nas de retaguarda, o vento sopra pela retaguarda das pás e o rotor é flexível e auto-orientável.

## 2.2 - Volatilidade do vento

O vento pode ser considerado como o ar em movimento. Resulta do deslocamento de massas de ar, derivado dos efeitos das diferenças de pressão atmosférica entre duas regiões distintas e é influenciado por efeitos locais como a orografia e a rugosidade do solo [19]. Essas diferenças de pressão têm uma origem térmica, estando directamente relacionadas à radiação solar e os processos de aquecimento das massas de ar.

O vento é definido essencialmente por dois parâmetros: velocidade e direcção. A sua intensidade não é regular e a sua disponibilidade depende do local. Como tal, antes de cada instalação, medições dos parâmetros do vento têm que ser efectuadas, assim como um estudo do relevo do local. Quanto menores forem as alterações do relevo, menores serão as barreiras físicas e assim melhor será a regularidade do vento.

Assim sendo, não é possível controlá-lo. É sabido que o vento é mais frequente à noite, o que corresponde a alturas em que é necessária menos energia eléctrica. Assim, existe a necessidade de saber o que fazer com essa energia excedente e saber como integrá-la na Rede Nacional de Transporte (RNT). Também o facto de podermos ter vento a qualquer altura e por conseguinte, produção de energia eléctrica, implica que a RNT esteja preparada para receber essa energia.

Na **Figura 2.8** e **Figura 2.9** é possível observar a variação do vento em diferentes dias.

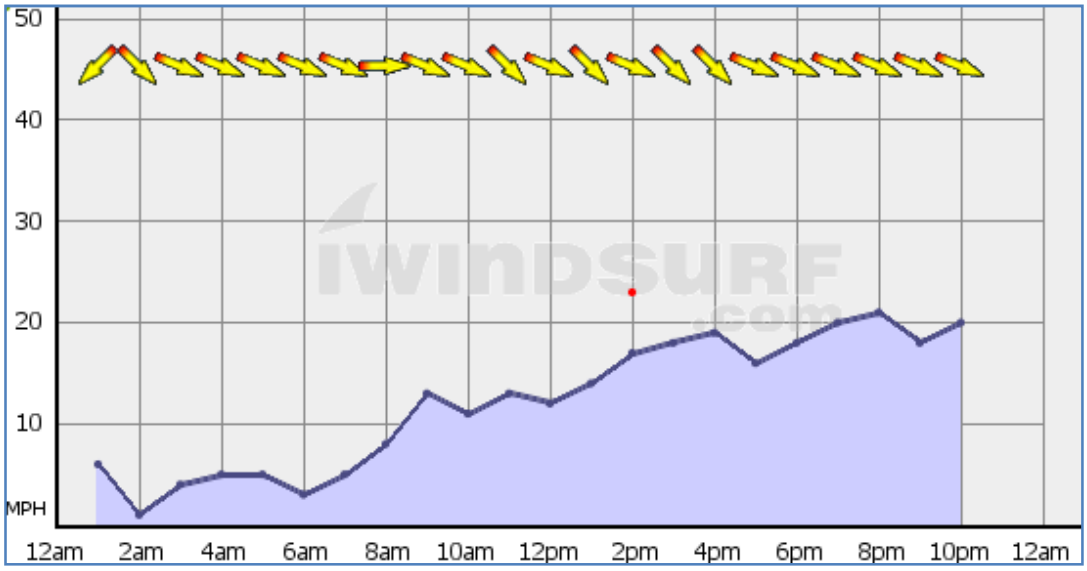



**Figura 2.8** – Variação de vento no dia 4 de Maio de 2010, Estados Unidos

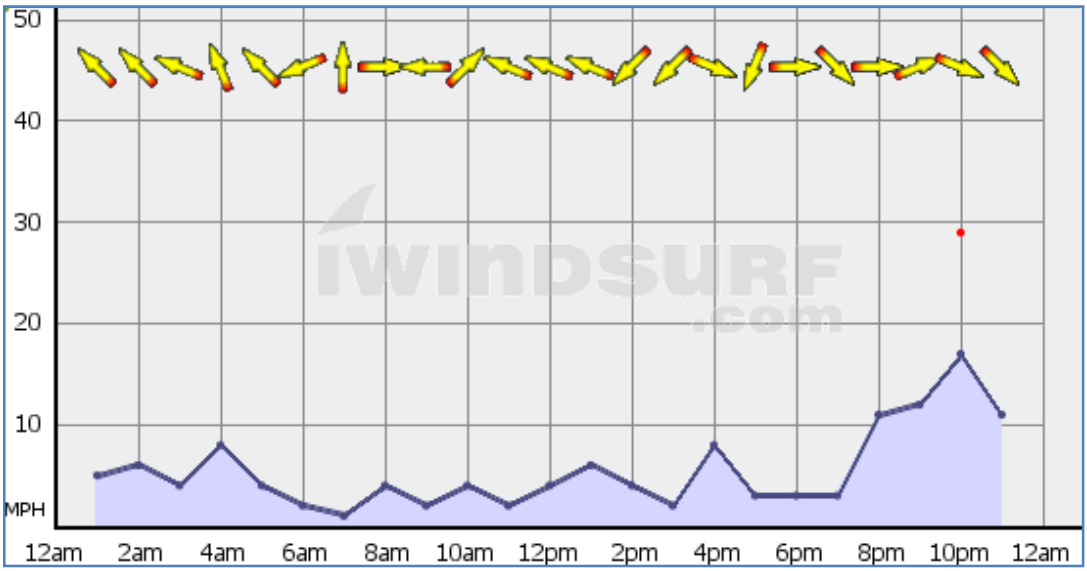



**Figura 2.9** – Variação de vento no dia 5 de Maio de 2010, Estados Unidos

Como é facilmente observável, o vento tem enormes variações horárias sendo por isso difícil de prever assim como a correspondente produção eólica.

Como resultado desta volatilidade, acontece por vezes a existência de excedente de produção de energia eólica (produção de energia eléctrica quando esta não é precisa) e por vezes a existência de lacuna de energia eólica (quando é necessária não existe).

A referida característica é uma das principais desvantagens deste tipo de energia.

### 2.2.1 - Relação entre o vento e a energia eólica

A relação entre o vento e a energia eólica é geralmente representada por um gráfico. A este gráfico dá-se o nome de curva de potência (**Figura 2.11**). A curva de potência de um aerogerador indica qual a potência eléctrica disponível no aerogerador para diferentes velocidades de vento. Estes gráficos são obtidos a partir de medidas feitas em laboratório ou em campo, onde um anemómetro (dispositivo que mede a velocidade do vento, **Figura 2.10**) é colocado sobre um mastro perto do aerogerador.

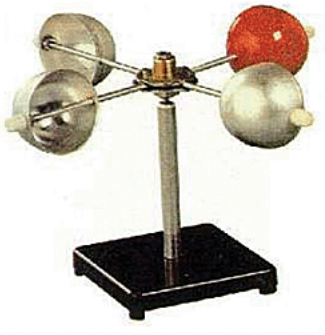


**Figura 2.10** – Anemómetro comercial.

A curva de potência é característica de cada máquina e pode ser calculada do seguinte modo: a potência recuperável por uma turbina eólica é função da velocidade do vento ao cubo, valor denominado por limite de Betz: $P=0,37\ v^3\ (W/m^2)$, sendo P(W) a potência recuperável e v(m/s) a velocidade do vento. O limite de Betz existe para modelizar a incapacidade de uma turbina eólica transformar a totalidade da energia do vento em energia útil [21].

Na **Figura 2.11** está representada uma curva de potência nominal de um aerogerador.

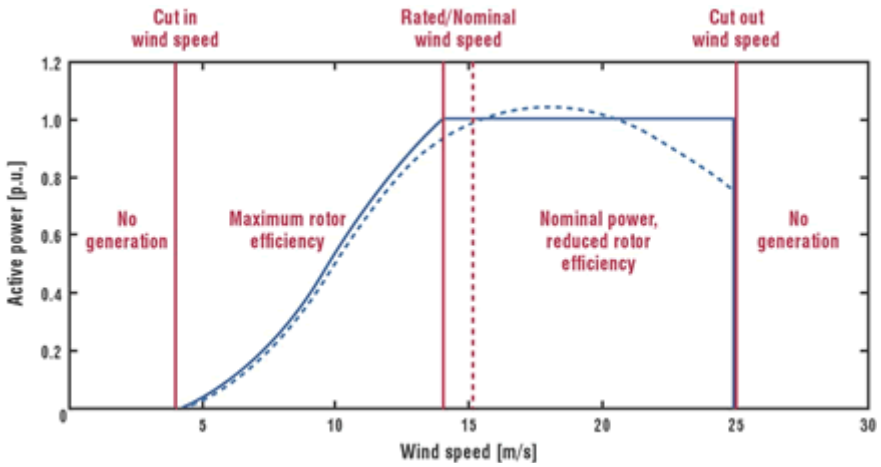



**Figura 2.11** – Curva de potência de um aerogerador [22]

Como se pode observar na **Figura 2.11**, é necessária uma velocidade mínima de vento para que o aerogerador comece a produzir energia eléctrica – *cut in*. Existe também um limite máximo devido a restrições mecânicas – *cut out*. Velocidades de vento demasiado elevadas podem ser um problema sério para o funcionamento das turbinas eólicas, não só colocando problemas de resistência do material, mas também de segurança e de travagem da maquinaria. Assim, cada turbina eólica é equipada com pelo menos dois sistemas de travagem. Deste modo, quando existe vento com velocidade elevada é possível a paragem do aerogerador.

## 2.3 - Legislação portuguesa sobre energias renováveis

Como foi dito anteriormente, as energias renováveis combatem a dependência energética e são energias sustentáveis. De modo a garantir o investimento neste tipo de tecnologias, existem dois mecanismos de apoio directo: um regime jurídico, que estabelece uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração para a produção de energia eléctrica com base em recursos renováveis e uma medida de apoio ao investimento em projectos de produção de energia a partir das fontes de energias renováveis [23].

As bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), foram estabelecidas pelo Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Março de 2006, classificando a produção de electricidade em dois regimes: produção em regime ordinário e produção em regime especial.

O regime especial refere-se à produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis e à cogeração (produção simultânea de energia térmica e eléctrica).

O Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto de 2006, estabelece o regime correspondente à produção em regime ordinário. O regime especial está definido através de três Decretos-Lei relativos à produção de energia a partir de fontes renováveis, à produção combinada de calor e electricidade (cogeração), e à microgeração, quer a partir de energias renováveis, quer a partir da co-geração.

O Decreto-Lei 339-C/2001, de 29 de Dezembro de 2001, introduziu alterações ao Decreto-Lei n.º189/88 de 27 de Maio. O tarifário de venda de energia de origem renovável foi assim actualizado, com o objectivo de estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, com destaque para as tecnologias renováveis. Esta regulamentação mantém a obrigação de compra, por parte da rede pública, de toda a energia produzida pelos PRE-R.

A publicação do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro de 2005 actualizou os parâmetros de cálculo, e a Declaração de Rectificação nº29/2005 em 15 de Abril do mesmo ano alterou ligeiramente a fórmula de cálculo da remuneração mensal da energia entregue à rede pública.

O Decreto-Lei nº168/99 de 1999 tinha introduzido alterações significativas no sistema de remuneração da energia fornecida pelos PRE-R, o qual passou a ser baseado num somatório de parcelas que contemplam, entre outros, os custo evitados pelo SEP com a entrada em funcionamento do PRE-R e os benefícios ambientais proporcionados pelo uso de tecnologias 'limpas'. Esta filosofia foi mantida no enquadramento legal de 2001 e na actualização de 2005, o qual pretende, também, estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e por regime de exploração, bem como atribuir maior destaque às tecnologias emergentes que evidenciam um potencial elevado a médio prazo, proporcionando-lhes condições adequadas para o seu desenvolvimento [24].

### 2.3.1 - Regime tarifário para as energias renováveis

A rectificação 29/2005 ao Decreto-Lei 33-A/2005 estabelece a fórmula de cálculo da remuneração da energia entregue à rede pública pelos Produtores em Regime Especial (Equação 1):

$$\mathrm{VRD_m} = [KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m * Z) * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1-LEV)} \qquad (2.1)$$

em que:

- $VRD_m$ é a remuneração mensal aplicável a centrais de PRE-R;
- $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa de remuneração (potência) aplicável no mês m;
- $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração (energia) aplicável no mês m;
- $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável no mês m.

- $KMHO_m$ é um coeficiente 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 electricidade tenha sido fornecida;
- Z é o coeficiente adicional que traduz as características do recurso e da tecnologia utilizada;
- $IPC_{m-1}$ é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no Continente, no mês m-1;
- $IPC_{ref}$ é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no Continente, no mês anterior ao início do fornecimento de energia à rede;
- LEV são as perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela central renovável.

O montante resultante da aplicação da fórmula expressa pela equação 2.1 constitui um custo suportado pela concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), mais propriamente a REN.

As centrais de renováveis deverão decidir, no acto de licenciamento, se optam ou não pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO, com excepção das centrais hídricas para as quais tal modulação é obrigatória. Caso as centrais renováveis tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO, este tomará o seguinte valor (equação 2.2):

$$KMHO = \frac{[KMHO_{pc} * ECR_{pc,m} + KMHO_v * ECR_{v,m}]}{ECR_m} \quad (2.2)$$

Nesta fórmula:

- $ECR_{pc,m}$ (kWh/mês) corresponde à energia entregue nos períodos de horas de ponta e horas cheias;
- $ECR_{v,m}$ é a energia entregue nos períodos de vazio;
- $ECR_m$ (kWh/mês) é a energia total entregue. Os períodos tarifários a considerar correspondem ao ciclo diário, que é o seguinte:
    - No período de hora legal de Inverno, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 8 horas e entre as 22 horas e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;
    - No período de hora legal de Verão, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 9 horas e entre as 23 horas e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

Os factores multiplicativos $KMHO_{pc}$ e $KMHO_v$ tomam os seguintes valores:

**Tabela 2.1** — Valores dos factores $KMHO_{pc}$ e $KMHO_{v}$.

| | Mini Hidricas | Outras Renováveis |
|---|---|---|
| $KMHO_{pc}$ | 1,15 | 1,35 |
| $KMHO_{v}$ | 0,8 | 0,85 |

$PF(VRD)_m$ é o termo parcela fixa e está associado ao facto de esta remuneração se relacionar com a garantia de potência proporcionada pelo PRE-R e é calculado da seguinte forma (equação 3):

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} * COEF_{pot,m} * POT_{med,m} \quad (2.3)$$

Em que:

- $PF(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$, o qual:
  - Deve corresponder à mensalidade do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção;
  - Toma o valor de € 5,44 ( kWh/mês);
  - Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.
- $COEF_{pot,m}$ traduz a contribuição da central renovável, no mês m, para a garantia de potência proporcionada pela rede pública.
- $POT_{med,m}$ é a potência declarada e é o nível de garantia de potência da central renovável declarado pelo PRE, no acto do licenciamento e é chamada potência declarada,.

$PV(VRD)_m$ é a parcela variável e está associada à remuneração da energia entregue pelo PRE-R. O valor de $PV(VRD)_m$ é calculado através da seguinte fórmula:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} * ECR_m \quad (2.4)$$

Onde:

- $PV(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$, o qual:
  - Deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;
  - Toma o valor de 0,036 €/kwh;

- Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

$PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental e valoriza o benefício ambiental proporcionado pela central renovável. O cálculo de $PA(VRD)_m$ é efectuado pela seguinte fórmula:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} * CCR_{ref} * ECR_m \quad (2.5)$$

Onde:

- $ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, o qual:
  - Deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;
  - Toma o valor de $2*10^{-5}$ €/g;
  - Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;
- $CCR_{ref}$ é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kwh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

O parâmetro LEV é um parâmetro que toma os seguintes valores:

- 0,015, no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;
- 0,035, no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

O factor Z está relacionado com a tecnologia usada. Os valores que este factor pode assumir estão indicados na **Tabela 2.2**.

**Tabela 2.2** — Valores do factor Z

| Tipo de Produção | Z |
|---|---|
| Centrais eólicas | 4,6 |
| Centrais mini-hidricas | 4,5 |
| Instalações de bombagem | 0 |
| Centrais fotovoltaicas: | |
| Pi > 5 kW | 35 |
| Pi < 5 kW | 52 |
| Centrais renováveis cujo combustível seja: | |
| Biomassa florestal | 8,2 |
| Biomassa animal | 7,5 |
| Centrais de biogás | 7,5 |
| Centrais de resíduos sólidos urbanos | 3,8 |
| Outras centrais renováveis | 1 |

O factor de inflação $IPC_{m-1}$ / $IPC_{ref}$ é válido para as centrais eólicas, hídricas e fotovoltaicas por um período máximo de 15 anos, ou caso ocorra primeiro, quando forem atingidos os seguintes montantes máximos de energia fornecida à rede, para cada MW de potência de injecção na rede atribuído, determinado com base num factor de potência de 0,98:

- Centrais eólicas: 33 GWh:
- Centrais hídricas: 42,5 GWh;
- Centrais fotovoltaicas: 21 GWh.

Quando estes limites forem atingidos, as centrais renováveis serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede a preços de mercado e pelas receitas obtidas da venda de certificados verdes. Convém também mencionar que o valor final resultante da aplicação do "tarifário verde" pode ser alterado para valor inferior, mediante proposta do produtor, aceite pela Direcção-Geral de Geologia e Energia. [24]

### 2.3.2 - Sobrecusto de Produção em Regime Especial e o seu impacte na tarifa de energia

A Produção em Regime Especial tem vindo a aumentar consideravelmente desde que o Governo português adoptou as medidas referidas em 2.3. Os incentivos à produção

descentralizada e, consequentemente, à Produção em Regime Especial, correspondem a uma compensação através de uma tarifa de compra garantida administrativamente e pela obrigação de compra da rede pública dessa energia.

Na **Tabela 2.3** é possível observar a decomposição do cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2010.

**Tabela 2.3** — Valor das tarifas de 2010 [25]

| | Tarifas 2010 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | GWh | Preço médio de aquisição €/MWh | Custo Total $10^3$ EUR | Preço médio de referência €/MWh | Sobrecusto PRE $10^3$ EUR |
| Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | 11 443 | 92,55 | 1 058 991 | | 486 852 |
| Eólicas | 7 794 | 91,07 | 709 816 | 50,00 | 320 107 |
| Hídricas | 885 | 88,70 | 78 500 | 50,00 | 34 250 |
| Biogás | 58 | 111,20 | 6 398 | 50,00 | 3 521 |
| Biomassa | 590 | 113,40 | 66 882 | 50,00 | 37 392 |
| Fotovoltaica e energia das ondas | 83 | 344,77 | 28 616 | 50,00 | 24 466 |
| Térmica (exclui cogeração | 1 588 | 83,60 | 132 782 | 50,00 | 53 367 |
| RSU | 445 | 80,90 | 35 999 | 50,00 | 13 750 |
| Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | 3 456 | 85,89 | 296 823 | | 124 040 |
| Térmica - Cogeração | 3 441 | 83,80 | 288 379 | 50,00 | 116 315 |
| Microgeração | 14 | 587,00 | 8 444 | 50,00 | 7 725 |
| Total da produção em regime especial | 14 898 | 91,00 | 1 355 814 | | 610 892 |

Fonte: ERSE

Como é facilmente observável, as eólicas são a principal causa do sobrecusto nas tarifas de 2010 com 486,852 milhões de euros num total de 619,893 milhões de euros para a Produção em Regime Especial.

No final do ano de 2009, o montante de tarifas que deveria ter sido pago pelo consumidor (défice tarifário) era de cerca de 2,028 mil milhões de euros.

As tarifas eléctricas em 2010 aumentaram em 2,9 % devido aos custos das tarifas pagas à cogeração e à energia renovável, ao inicio da amortização do défice tarifário e em custos de interesse económico geral. Estes custos representam 23 % do valor da tarifa.

A amortização de défice foi inicializada com o valor de 154 milhões de euros e os custos de interesse económico geral que resultaram numa redução de consumo em cerca de 2 %, tiveram um custo de 100 milhões de euros.

No entanto, estes custos não provocaram um aumento superior na tarifa eléctrica pois existiu uma descida de preço nos combustíveis fósseis estimada em 509 milhões de euros. Também o aumento da eficiência da actividade regulada da EDP, foi uma forte influência para o suave aumento da tarifa uma vez que permitiu reduzir cerca de 100 milhões de euros do custo do sistema eléctrico.

Portugal tem cerca de 5 milhões de consumidores domésticos de energia eléctrica. Somente 31 % do valor da factura eléctrica é para pagar a energia consumida e o seu fornecimento. Os restantes 69 % dividem-se para o uso de redes e gestão do sistema (27 %) e para os subsídios decididos pelo Governo a várias entidades chamados de Custos de Interesse Económico Geral (42 %) [25], [26].

Assim, os consumidores domésticos subsidiam a produção de energia renovável mas também continuam a subsidiar as centrais a carvão, gás natural e fuel (que são inseridos nos custos de interesse económico geral). No entanto, os subsídios de energia renovável são consideravelmente maiores que os de energia fóssil.

A Produção em Regime Especial é subsidiada em 6,51% sendo que a energia eólica representa 3,3%, a cogeração não renovável (gás natural) 1,62%, a cogeração renovável (biomassa) 0,69% e a energia fotovoltaica 0,06 %. Os 0,83% restantes representam um pequeno grupo de renováveis.

Outros custos de interesse económico geral (CIEG) representam cerca de 31 % do custo da energia eléctrica para os consumidores. Esta percentagem serve para pagar as rendas da EDP aos municípios, os sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas da Madeira e dos Açores, entre outros (subsidio à Tejo Energia (carvão) e à Turbogás (gás natural), rendas dos défices tarifários, Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), Terrenos das centrais).

Para a EDP Produção vão 2,48% para as suas barragens, centrais a carvão e centrais a fuel (Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual).

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) representam 2% do valor da tarifa.

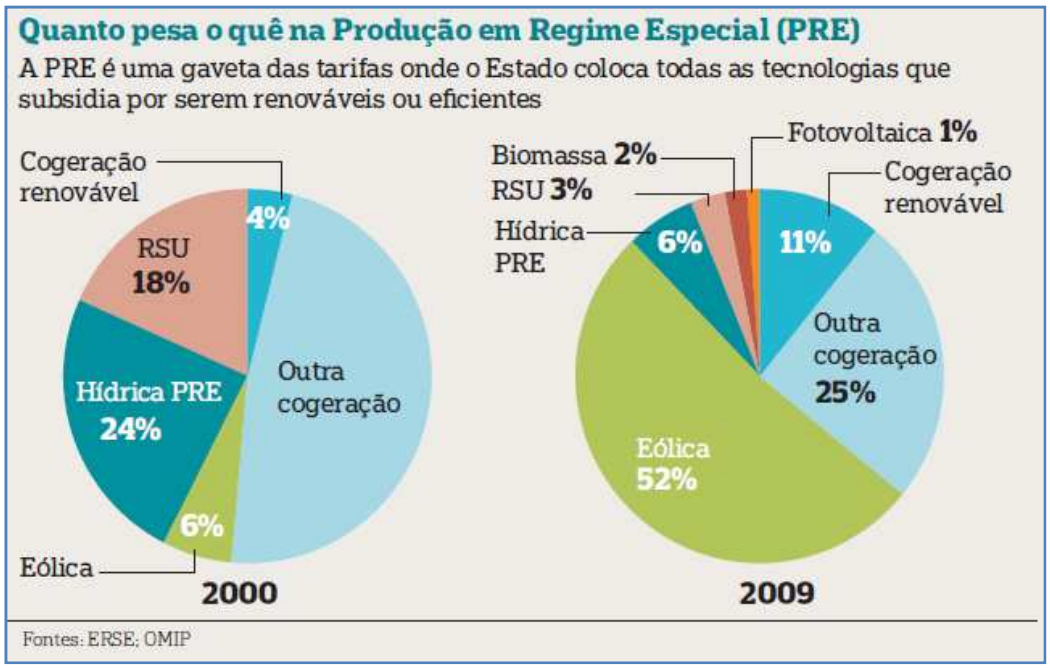



**Figura 2.12** – Peso das diferentes tecnologias renováveis no PRE. [21]

Os consumidores domésticos de electricidade portugueses pagam assim mais em subsídios do que em energia eléctrica propriamente dita, muito devido à forte subsidiação à Produção em Regime Especial [25], [26].

# Capítulo 3

# Soluções existentes para a energia eólica excedentária

Quando se fala em energias limpas, a energia eólica é considerada uma das energias de topo. No entanto, e como já foi referido, este tipo de energia está dependente do vento e da sua volatilidade sendo por isso pouco fiável e pouco consistente. Por tudo isto, não pode ser um contribuinte base para o diagrama de cargas. A indústria actual tenta contrariar esta "intermitência de energia" através do seu armazenamento para que se possa produzir energia quando a oportunidade surja (vento disponível) e para que possa ser utilizada quando a procura assim o exija.

A tecnologia de armazenamento de energia tem sido e é continuamente desenvolvida para vários tipos de energias renováveis, como a eólica e a solar [27].

Os métodos de armazenamento considerados são:

- Bombagem de água;
- Baterias;
- Ar comprimido;
- *Flywheels;*
- Térmico;
- Supercondutores;
- Hidrólise.

Destes métodos, os que estão a ser mais considerados são: bombagem de água, baterias, *flywheels* e ar comprimido. Estas tecnologias serão abordadas nos subcapítulos seguintes [27].

## 3.1 - Bombagem de água

Actualmente, o método de armazenamento mais prático é o de bombagem de água. Este tipo de armazenamento é o previsto no PNBEPH.

Esta técnica, representada pela **Figura 3.1** passa por utilizar a energia produzida pelos aerogeradores para bombar água para o reservatório superior de uma central hídrica à noite quando a procura de energia é baixa, produzindo depois energia eléctrica quando a energia for necessária. Esta prática, além de gerar energia nas horas em que esta é necessária, também gera ganho comercial [27].

Assim, a energia eólica é convertida em energia potencial para armazenar, utilizando-a posteriormente. Obviamente, esta aplicação está restrita a regiões com boas condições tanto em termos de vento assim como hídricas. A capacidade de armazenamento é limitada pelo volume dos reservatórios [27].

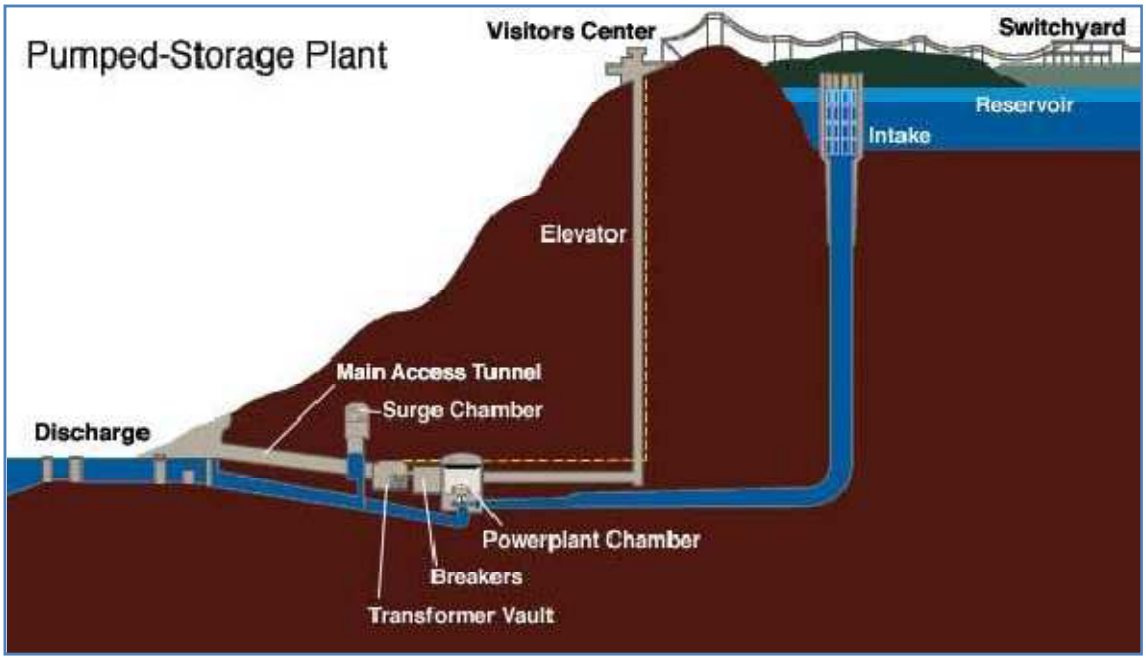



**Figura 3.1** – Bombagem de água [27]

## 3.2 - Ar comprimido

O armazenamento por ar comprimido (CAES) também é considerado viável em apenas algumas áreas geográficas. Este método utiliza a energia eólica para comprimir ar e armazená-lo em cavernas subterrâneas ou minas abandonadas. Quando a energia é necessária, o ar comprimido é libertado numa turbina de gás e misturado com gás natural para queimar fuel e gerar electricidade. Também aqui as regiões de vento devem estar perto de localizações geográficas com condições especiais. Devem estar perto de minas abandonadas ou cavernas subterrâneas. A capacidade de armazenamento é limitada pelo volume da caverna e pela pressão a que o ar é comprimido. Este procedimento de armazenamento já existe em algumas zonas da parte oeste do Texas, Estados Unidos da América [27].

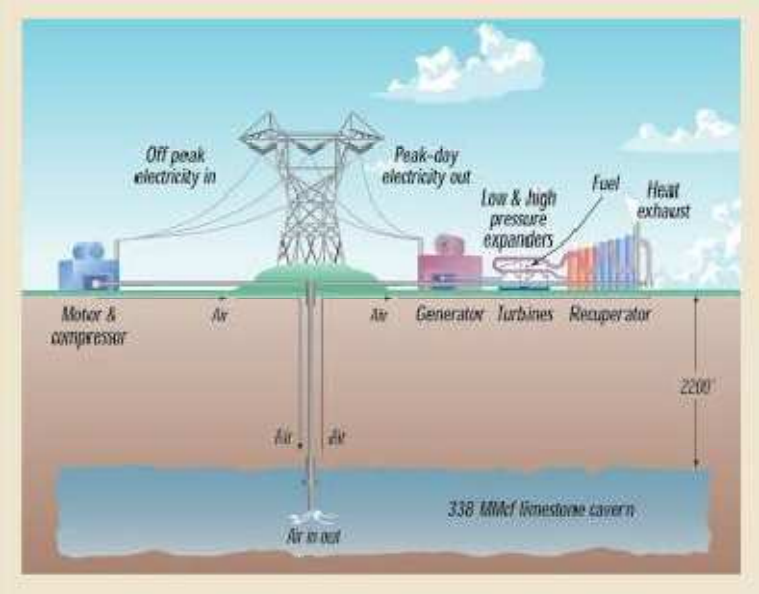



**Figura 3.2** – Armazenamento de Energia por Ar Comprimido [27]

## 3.3 - *Flywheels*

As *Flywheels* consistem num dispositivo mecânico que armazena energia numa massa rotativa. A energia pode ser absorvida a partir de um aerogerador que faz rodar a *Flywheel*. Esta energia armazenada pode ser depois libertada através da utilização de um gerador eléctrico alimentado pela *flywheel*. A capacidade de armazenamento de energia pode ser acrescida com o aumento da velocidade de rotação da *flywheel* ou com o aumento destas no sistema. Este método ainda está em desenvolvimento muito embora já se comecem a notar grandes melhorias na performance e eficiência deste método [27].

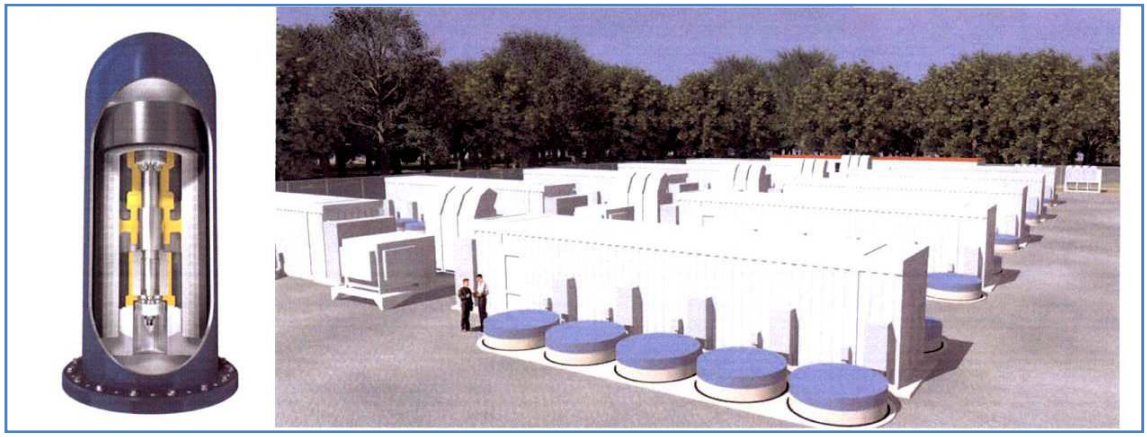


**Figura 3.3** – *Flywheel* individual e conjunto de *Flywheels* [27]

## 3.4 - Baterias

O armazenamento em baterias é feito através de electrólitos carregados e utiliza troca de protões entre membrana, de um modo análogo às pilhas de combustível. Esta tecnologia de armazenamento ainda não está desenvolvida o suficiente para ser aplicada ao armazenamento de energia eólica. O tamanho das baterias, a capacidade do tanque e o tempo de vida são as restrições mais críticas [27].

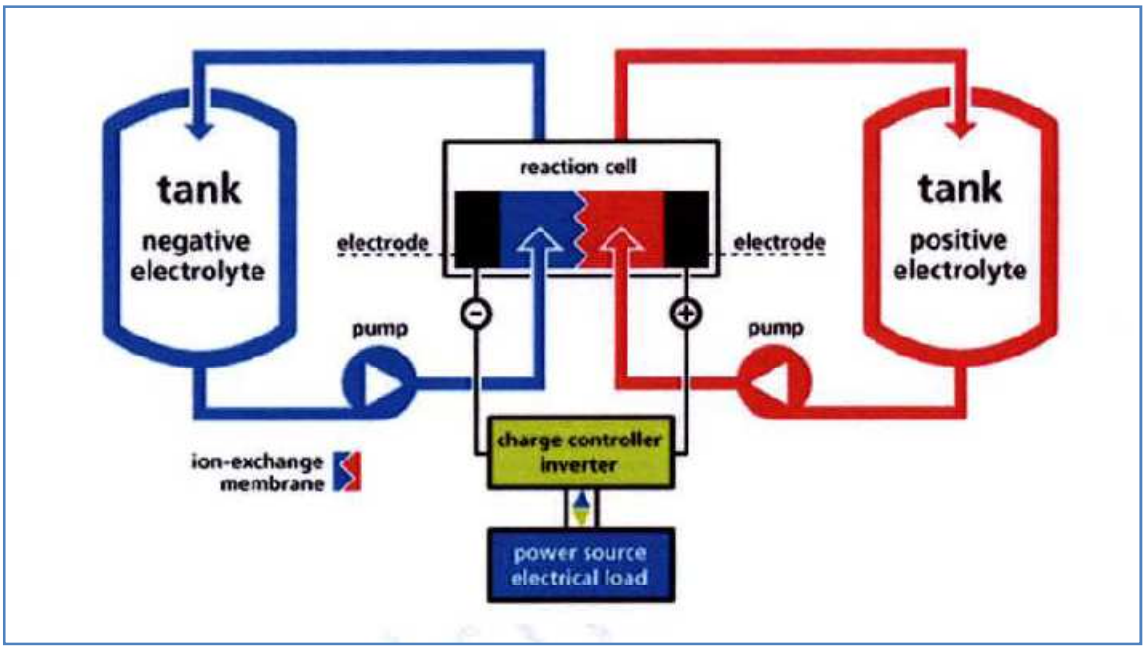



**Figura 3.4** – Representação esquemática de uma bateria [27]

## 3.5 - Outros

Os métodos restantes (Térmico, Supercondutores e Hidrólise) ainda não estão numa fase de desenvolvimento que permita a utilização para o armazenamento de energia eólica.

# Capítulo 4

# Análise crítica à política energética portuguesa

Portugal tem apostado fortemente nas energias renováveis nos últimos anos, especialmente na energia eólica, tornando-se num dos países com maior percentagem de energia eólica da Europa. Comparando os preços das centrais de carvão de Sines e Abrantes com os preços da energia eólica, verifica-se que a energia eólica custa aproximadamente o dobro da energia produzida pelas centrais a carvão [28]. Como referimos no capítulo 2, Portugal tem o compromisso de reduzir as suas emissões de $CO_2$ até 2020 e a aposta em energia eólica em prol de outros tipos de energia deve-se a esse mesmo compromisso.

Apesar deste investimento e segundo os mapas de ventos mundiais, Portugal não tem as condições de vento ideais [29]. Como referido no capítulo 2, a volatilidade do vento é uma das suas maiores desvantagens. As turbinas eólicas passam uma parte do tempo sem produzir ou a produzir muito pouco. Em zonas com condições favoráveis em termos de vento, a geração média de uma turbina é cerca de um terço do que seria se o vento não fosse intermitente, mas em Portugal uma turbina apenas gera, em média, entre um quinto a um quarto da sua capacidade máxima [30].Estes valores são confirmados na **Figura 4.1** e **Figura 4.2** para a Dinamarca e Alemanha, respectivamente.

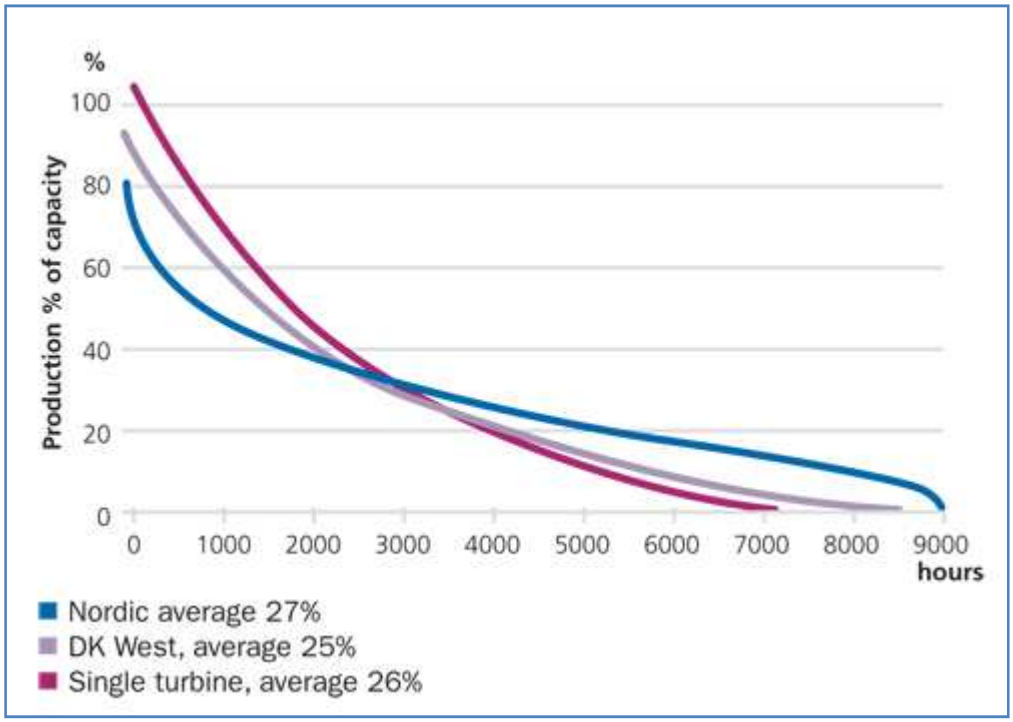



**Figura 4.1** – Percentagem de funcionamento de uma eólica ao longo do ano 2000 na Dinamarca [30]

A **Figura 4.1** mostra a quantidade de horas que as eólicas funcionam a uma dada percentagem da sua capacidade ao longo do ano 2000. Portugal tem uma qualidade de vento inferior que da Dinamarca, logo o seu rendimento também vai ser menor.

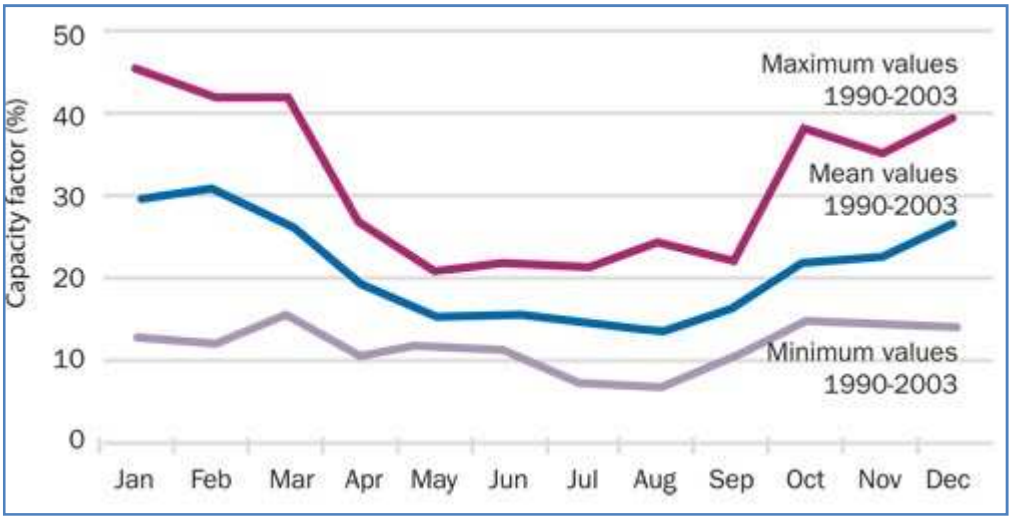
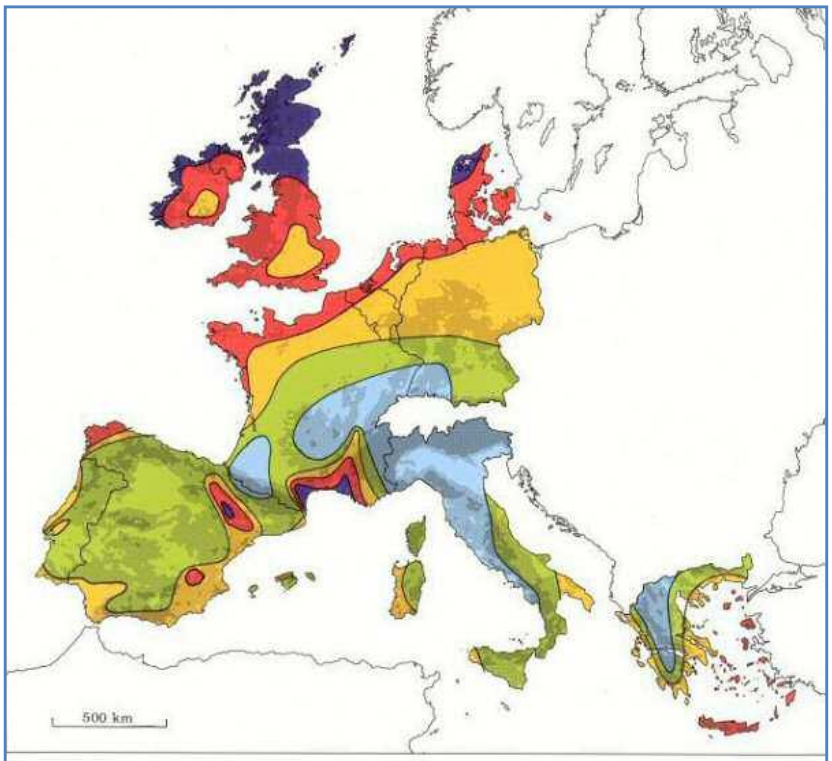



Figura 4.2- Distribuição de funcionamento de uma eólica ao longo de um ano, na Alemanha [30]

Na **Figura 4.2** é possível verificar a distribuição média dessa percentagem ao longo dos anos entre 1990 a 2003 na Alemanha.

Na **Figura 4.3**, é possível observar a qualidade do vento na Europa, sendo esta decrescente do máximo em roxo para o mínimo em verde.




Wind resources[1] at 50 metres above ground level for five different topographic conditions

| | Sheltered terrain[2] | | Open plain[3] | | At a sea coast[4] | | Open sea[5] | | Hills and ridges[6] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $m\,s^{-1}$ | $Wm^{-2}$ | $m\,s^{-1}$ | $Wm^{-2}$ | $m\,s^{-1}$ | $Wm^{-2}$ | $m\,s^{-1}$ | $Wm^{-2}$ | $m\,s^{-1}$ | $Wm^{-2}$ |
| | > 6.0 | > 250 | > 7.5 | > 500 | > 8.5 | > 700 | > 9.0 | > 800 | > 11.5 | > 1800 |
| | 5.0-6.0 | 150-250 | 6.5-7.5 | 300-500 | 7.0-8.5 | 400-700 | 8.0-9.0 | 600-800 | 10.0-11.5 | 1200-1800 |
| | 4.5-5.0 | 100-150 | 5.5-6.5 | 200-300 | 6.0-7.0 | 250-400 | 7.0-8.0 | 400-600 | 8.5-10.0 | 700-1200 |
| | 3.5-4.5 | 50-100 | 4.5-5.5 | 100-200 | 5.0-6.0 | 150-250 | 5.5-7.0 | 200-400 | 7.0- 8.5 | 400- 700 |
| | < 3.5 | < 50 | < 4.5 | < 100 | < 5.0 | < 150 | < 5.5 | < 200 | < 7.0 | < 400 |

Figura 4.3- Qualidade do vento na Europa [31]

Além das condições de vento desfavoráveis, a energia eólica implica custos mas permite a criação de um número considerável de postos de trabalho.

## 4.1 - Custos e criação de emprego associados à energia eólica

Uma vez que o vento não se paga, era de esperar que a energia de fonte eólica fosse barata. Tal não sucede uma vez que as turbinas eólicas têm preços elevados e em Portugal, ao contrário de outros países que também apostaram na energia eólica, são importadas.

O custo da energia eléctrica produzida por uma central é dividido em quatro parcelas:

- O custo de capital;
- O custo de operação, manutenção e outros;
- O custo do combustível;
- O lucro.

O custo de instalação em Portugal por MW das instalações eólicas é aproximadamente 1,1 milhões de euros, segundo relatório da EWEA [31]. Este custo é justificado pela turbina eólica (cerca de 68%) e por custos adicionais como a construção das fundações e a ligação à rede.

A energia produzida pelas turbinas é obrigatoriamente comprada pela EDP, com uma tarifa definida pelo governo com valor médio, garantido a 15 anos, em cerca de 74 € por MWh [32].

Uma vez que os custos de manutenção e operação são da aproximadamente 2% da energia produzida, e que, como já foi dito, as turbinas em Portugal produzem em média entre um quinto a um quarto da sua capacidade máxima, temos para o pior caso:

$$\text{Nº Anos para Amortizar o Investimento} = \frac{\text{Investimento para 1 MW}}{\text{nº horas num ano} * 0.2 * \text{Preço por MWh}} \tag{4.1}$$

Assim, o número de anos para amortizar o investimento é de cerca de oito anos e meio. Ora, uma vez que o Governo Português garante o pagamento da tarifa para 15 anos, conclui-se que o investidor irá ganhar nesses quinze anos e, para o pior caso, cerca de 1,9 milhões de euros que subtraído ao investimento de 1,1 milhões de euros origina um lucro de cerca de 0,8 milhões de euros por cada MW de potência instalada.

Analisando o preço pago pelo consumidor à EDP, verifica-se que é pouco superior ao valor que a EDP paga ao investidor do parque. O preço para o consumidor é, em média, aproximadamente 15,5 cêntimos por kWh para o consumo doméstico e 10 cêntimos por kWh para o consumo industrial, sem IVA. Desses 15,5 cêntimos, 6 são relativos ao custo das redes de Transporte e Distribuição, 7,5 ao preço da energia fornecida pelas centrais e os 2 cêntimos restantes devem-se a custos associados à gestão do sistema eléctrico [32].

O valor médio de produção das centrais existentes em Portugal é de cerca de um cêntimo por kWh, o que significa que o lucro para as centrais é, em média, cerca de 6,5 cêntimos.

Segundo uma previsão da Administração dos EUA [33], o investimento necessário para a construção por cada kWh de potência instalada dos vários tipos de central é:

- Solar fotovoltaico: 4000 €
- Solar térmico: 3265 €;
- Eólica (no mar, off-shore): 2630 €;
- Carvão com dessulfurização e captura do CO2: 2390 €;
- Hidroeléctrica: 1650 €;
- Eólica (em terra): 1355 €;
- Carvão com dessulfurização: 1345 €;
- Ciclo combinado a gás com captura do CO2: 1290 €;
- Ciclo combinado a gás: 475 €.

Considerando o tempo de vida de cada tipo de central, o que produz efectivamente, os custos de combustível e os custos de operação, estimaram-se custos totais que são de aproximadamente [33]:

- Solar fotovoltaico: € 0,25;
- Solar térmico: € 0,205;
- Ciclo combinado com captura do CO2: € 0,12;
- Eólica off-shore: € 0,11;
- Eólicas em terra: € 0,0865;
- Ciclo combinado actual: € 0,068;
- Hidroeléctricas: € 0,067 (mas muito variável, dependente da "qualidade" do aproveitamento hídrico);
- Carvão com captura de CO2: € 0,062;
- Carvão actual: € 0,058.

Os valores anteriores são apenas indicativos, mas ainda assim, facilmente se verifica que as eólicas poderão competir com as hidroeléctricas em locais de bom vento, mas a sua intermitência obriga a recorrer às centrais poluentes de ciclo combinado, nas quais a energia é cara.

Segundo a EWEA, a indústria eólica empregava na Europa no fim de 2007 cerca de 108 mil e 600 pessoas, não incluindo os empregos indirectos [34].

**Tabela 4.1**- Número de empregos directos [34]

| Country | No. of direct jobs |
|---|---|
| Austria | 700 |
| Belgium | 2,000 |
| Bulgaria | 100 |
| Czech Republic | 100 |
| Denmark | 23,500 |
| Finland | 800 |
| France | 7,000 |
| Germany | 38,000 |
| Greece | 1,800 |
| Hungary | 100 |
| Ireland | 1,500 |
| Italy | 2,500 |
| Netherlands | 2,000 |
| Poland | 800 |
| Portugal | 800 |
| Spain | 20,500 |
| Sweden | 2,000 |
| United Kingdom | 4,000 |
| Rest of EU | 400 |
| TOTAL | 108,600 |

Como se pode observar na **Tabela 4.1**, cerca de 75% do emprego directo que a indústria eólica oferecia em 2007 eram na Alemanha (38 mil empregos), na Dinamarca (23 mil e 500 empregos) e na Espanha (20500). Portugal apenas empregava cerca de 800 pessoas. Com o aparecimento da fábrica da Enercon (empresa alemã) em Viana do Castelo, foram criados cerca de mais 2000 postos de trabalho em Portugal [35].

A EWEA prevê para 2020, cerca de 328 mil empregos para a União Europeia.

**Figura 4.4** – Emprego associado à energia eólica até 2030. [34]

Vários estudos internacionais [36] defendem que, por cada emprego temporário criado pelas energias renováveis, é destruído um duradouro. No gráfico da **Figura 4.5** podemos observar uma estimativa da evolução bruta do emprego criado pelas energias renováveis.

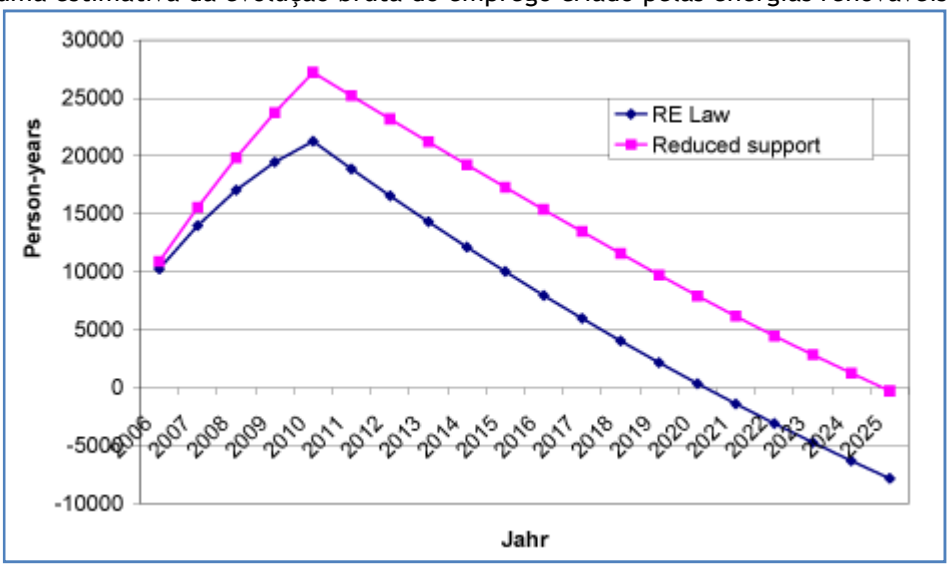



**Figura 4.5** – Emprego criado pelas energias renováveis [37]

Analisando o gráfico acima podemos observar que existe criação de emprego numa fase inicial. O número de empregos vai depois baixando e o sobrecusto no preço de energia provocado pelas energias renováveis faz com que haja uma retracção na economia.

Um estudo do Instituto Bremer defende que, para 2,5 MW de energia eólica instalados, os efeitos orçamentais negativos superam os positivos sobre o emprego directo associado à construção e operação das instalações por 20 anos, com um efeito líquido negativo de emprego [37].

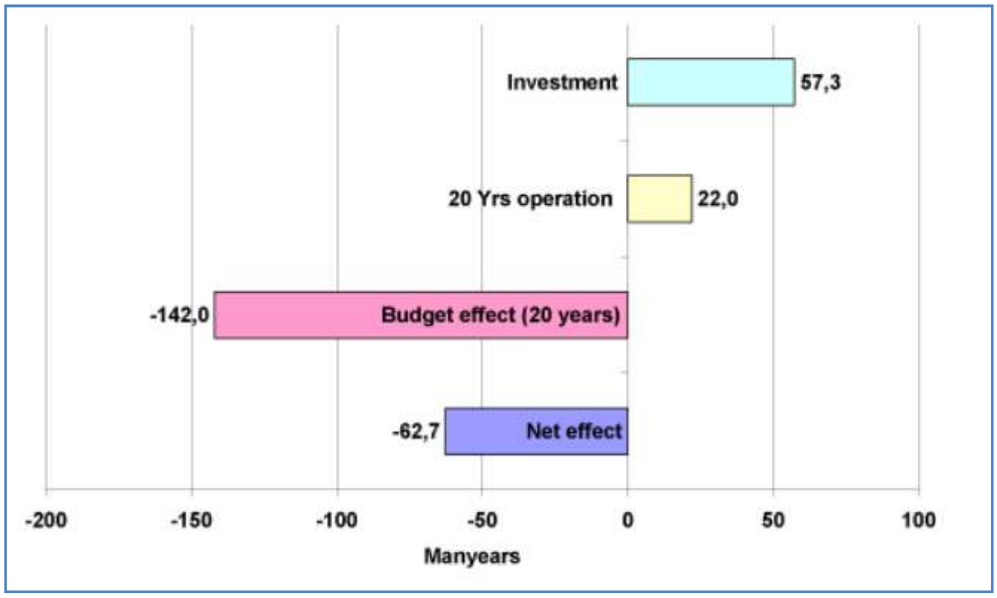



**Figura 4.6** – Comparação entre efeitos orçamentais negativos entre emprego criado pela construção e operação de instalações eólicas [37]

No gráfico da **Figura 4.7**, podemos ver o investimento feito por alguns países na energia eólica até ao ano de 2006:

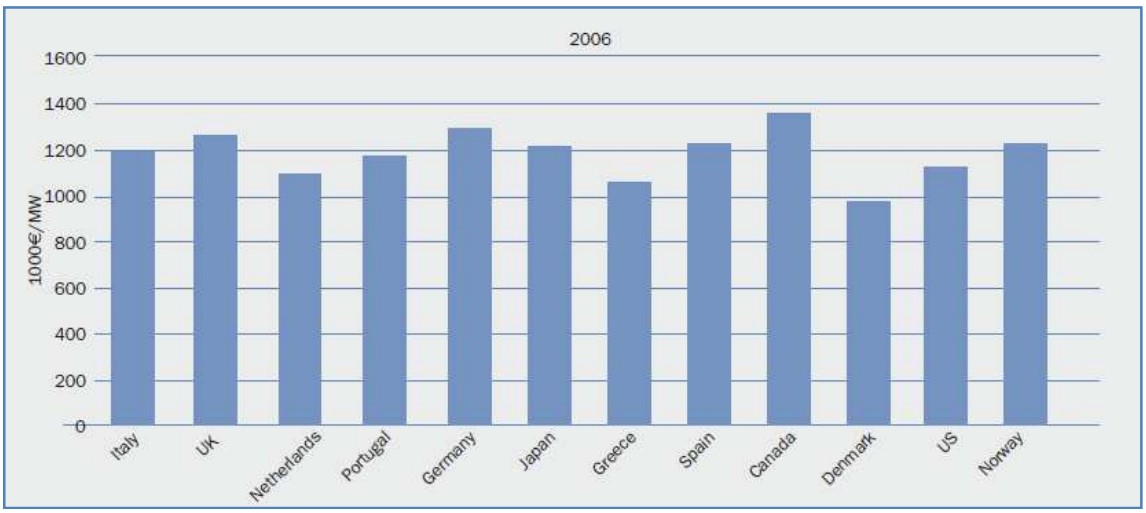



**Figura 4.7** – Investimento realizado por alguns países na energia eólica [38]

Como podemos observar, Portugal, a par de outros países, investiu fortemente na energia eólica. Mas ao invés de países como a Dinamarca, Alemanha, Espanha, entre outros, não investiu na Investigação e Desenvolvimento. Assim, Portugal acaba por importar as turbinas eólicas e não tem qualquer domínio sobre a tecnologia.

De 2001 até Junho de 2009, estavam instalados em Portugal 3335 MW de turbinas eólicas sendo que todas as turbinas foram importadas. A 1.1 milhão de euros por MW, temos um investimento de 3700 milhões de euros, sendo que uma grande parcela deste dinheiro foi para

o estrangeiro. A adicionar a este investimento, temos os custos para a REN e para a EDP de modo a integrar esta energia na rede.

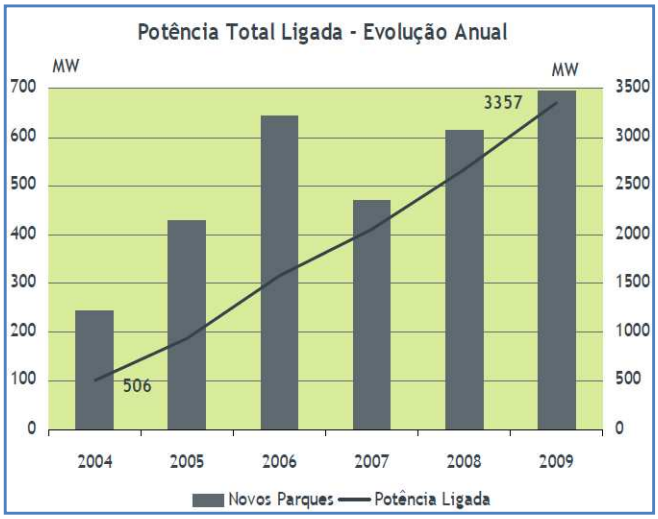



**Figura 4.8** – Potência instalada de produção eólica em Portugal [39]

Este forte investimento está a fazer com que os melhores locais para a instalação de energia eólica se esgotem, o que pode provocar o insucesso da empresa Enercon em Portugal e consequentemente ao despedimento dos seus trabalhadores. O esgotamento do potencial eólico nacional obriga a que a Enercon Portugal tenha de exportar a sua produção. Tal não se avizinha fácil uma vez que os mercados europeus ou estão também perto de esgotar o seu potencial eólico ou protegem os seus fabricantes nacionais, além de que o custo de transporte das turbinas é elevadíssimo (mais de 20% do preço total).

Segundo o relatório de 2009 da WWEA [40], Portugal encontra-se na nona posição mundial em termos de capacidade eólica (2009).

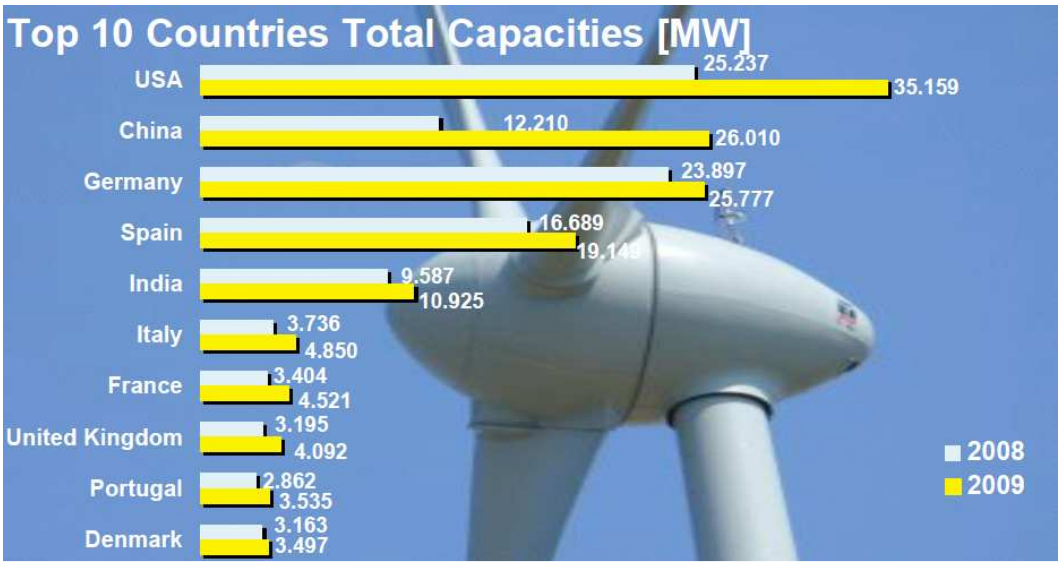



**Figura 4.9** – Top 10 mundial de potência instalada [40]

E ainda segundo World Wind Energy Association [40], Portugal é o segundo país com maior percentagem de produção eólica em relação à produção total de energia:

- Dinamarca: 20 %
- Portugal: 15 %
- Espanha: 14 %
- Alemanha: 9 %

Estes valores são confirmados no relatório da REN onde no final de 2009 estavam ligados à rede pública 3357 MW correspondente a uma potência instalada de 3763 MVA.

Segundo este relatório, as instalações que entraram em serviço no ano de 2009 totalizaram 695 MW dos quais 320 MW em novos parques e o restante em parques já parcialmente em funcionamento no final do ano anterior [39].

Em 31 de Dezembro de 2009 estavam ligados à rede 1844 aerogeradores repartidos por 198 parques, dos quais 18 ligados directamente à Rede de Transporte, com uma potência de 1395 MW. A potência eólica ligada representava no final do ano 20% da potência total ligada no sem [39].

Num ano em que o consumo total abastecido pela rede pública registou uma quebra de 1.4%, as centrais eólicas, com uma produção de 7.5 TWh abasteceram 15% do consumo.

Esta produção representou face a 2008 um aumento de 32%. A produção de origem renovável (eólica, grande e mini-hídrica, fotovoltaica e térmica renovável) representou este ano 35% do consumo, ou 38% da produção nacional, excluindo a bombagem hidroeléctrica.

A utilização da potência ligada nos parques eólicos situou-se naquele ano em 27%, correspondentes a um índice de produtibilidade de 1.03, estabelecido com base no regime médio observado no período 2001-2008 [39].

Verificaram-se produções particularmente elevadas no final do ano, nos meses de Novembro e Dezembro, em que se produziram respectivamente 1028 GWh e 1166 GWh, com utilizações em ambos os meses acima de 40%, atingindo mesmo em Dezembro os 47%.

As produções mais baixas ocorreram em Junho e Setembro com respectivamente 386 GWh e 435 GWh e utilizações de 17% e 18% [39].

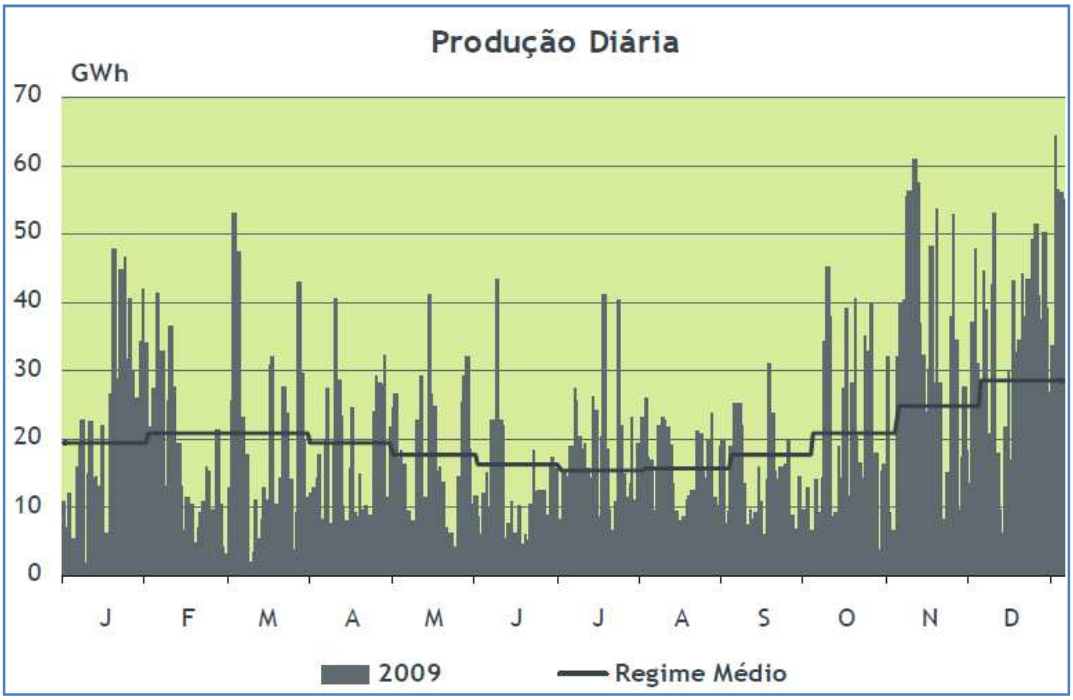



**Figura 4.10** – Produção diária em Portugal no ano de 2009 [39]

Com o aumento da potência instalada foram-se estabelecendo ao longo do ano novos máximos de produção eólica, fixando-se no dia 28 de Dezembro às 16 horas em 2856 MW, valor que ultrapassa em 659 MW o máximo registado no ano de 2008. Esta potência correspondeu a 85% da potência ligada à rede naquela data.

Nesse dia, atingiu-se uma utilização global de 80% da potência instalada, a mais elevada do ano, bem como a produção diária mais elevada de sempre, 64 GWh, abastecendo 42% do consumo nacional.

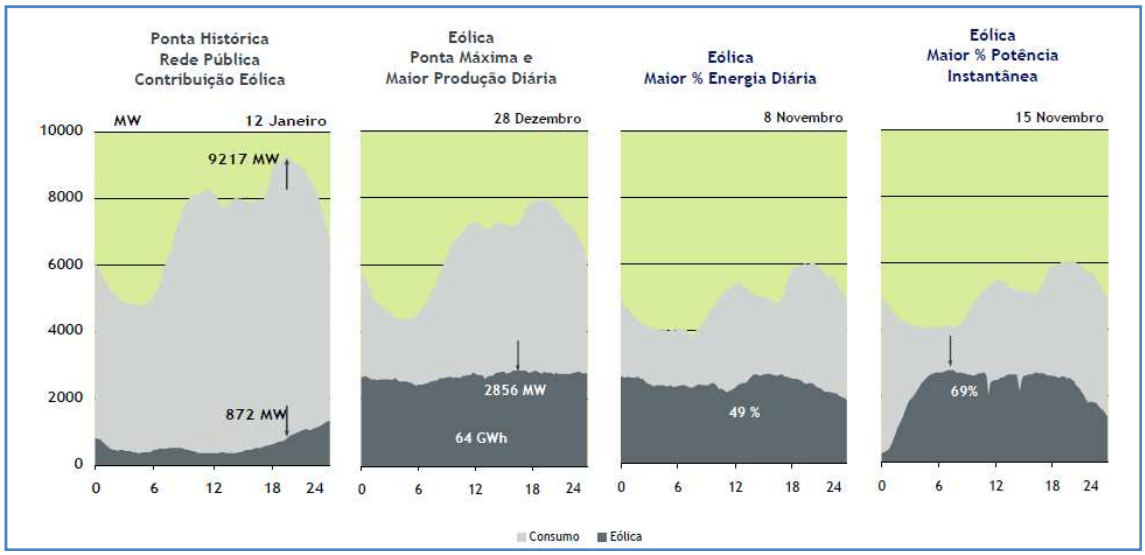



**Figura 4.11** – Máximos de Contribuição e Produção eólica [39]

No dia 15 de Novembro de 2008 ocorreu a maior quota instantânea de energia eólica, atingindo 69% do consumo às 7.30 horas. Em termos diários a maior participação de eólica ocorreu no dia 8 de Novembro, quando as centrais eólicas abasteceram 49% do consumo [39].

Portugal prevê ter 5600 MW de potência instalada de origem eólica em 2012.

## 4.2 - Principais desafios da integração da energia eólica

Como referido no capítulo 1, o Governo Português planeou que 20% da energia eléctrica to ano de 2020 teria origem eólica. No entanto, um estudo efectuado pelo consórcio da Universidade de Delft e a SIEMENS, através de séries temporais baseadas em dados reais, previsões a longo prazo dos consumos, correlações com os trânsitos de energia nos países vizinhos, defende que, na Alemanha, a partir de um valor de potência eólica de 7 GW vai haver energia eólica em excesso. Este valor equivale a 3,3 GW em Portugal, valor que já foi ultrapassado [42].

Em Dezembro de 2009 e Janeiro de 2010, foram registados elevados índices de pluviosidade de tal modo que as barragens atingiram os respectivos limites de armazenamento. Houve também imenso vento, principalmente à noite, o que resultou num excesso de produção de energia eólica.

Analisando os gráficos do valor da energia eléctrica no mercado ibérico, verificamos que durante a madrugada de alguns dias de Dezembro de 2009 e de Janeiro de 2010, o preço da energia eléctrica foi zero [41].

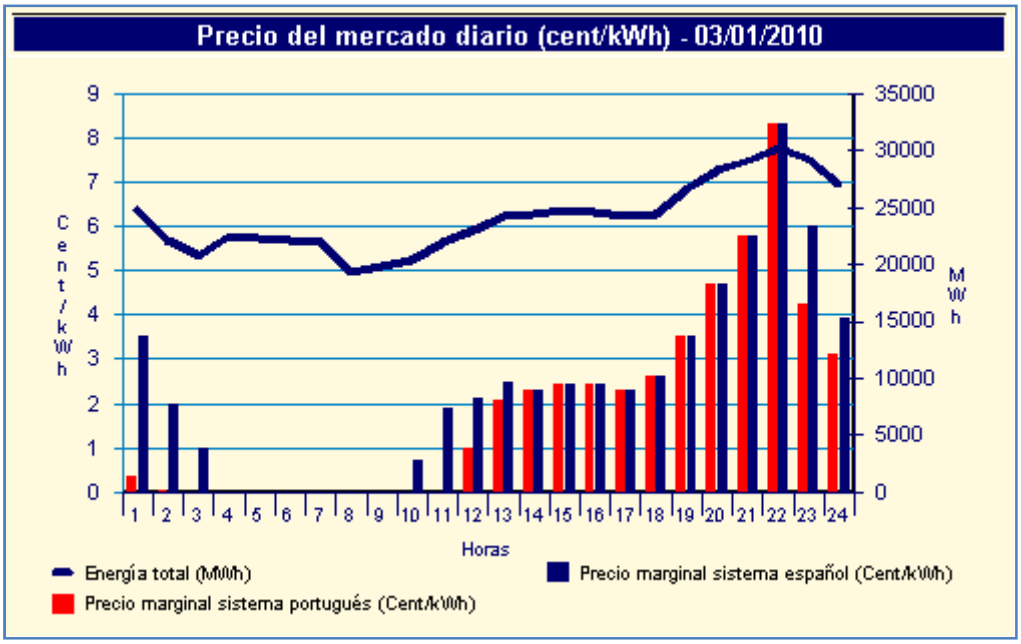



**Figura 4.12** – Preço do mercado diário no dia 3 de Janeiro de 2010. [41]

No gráfico da **Figura 4.13** é possível observar o diagrama de cargas para o mesmo dia.

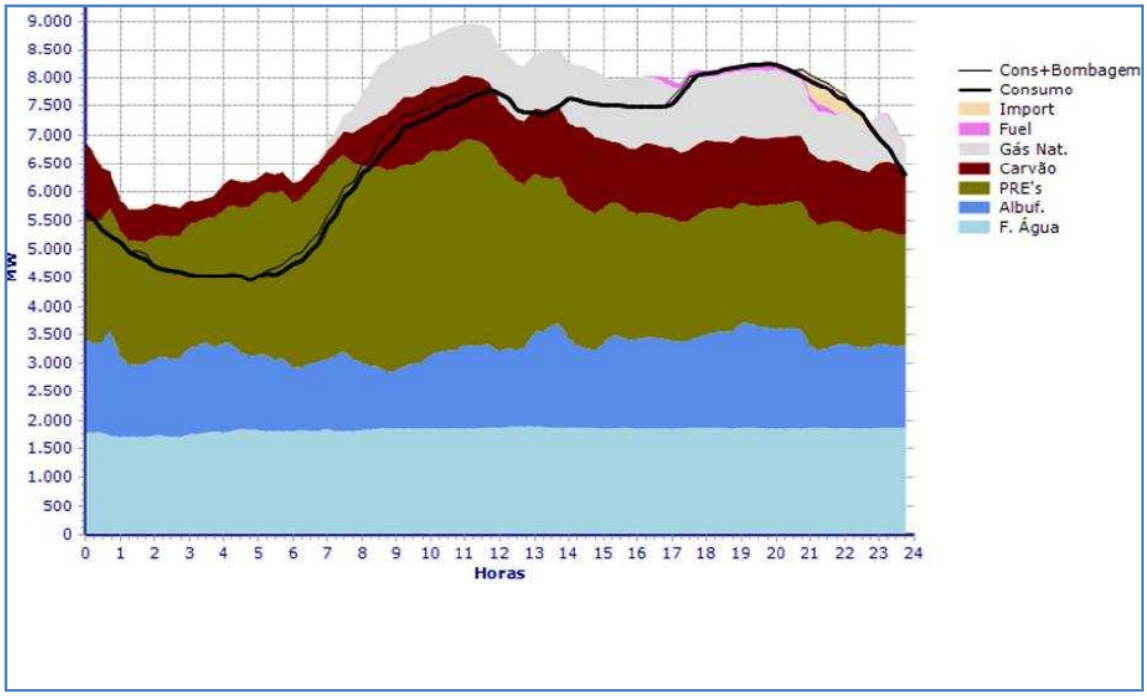



**Figura 4.13** – Diagrama de cargas no dia 3 de Janeiro de 2010 [42]

Facilmente se verifica que o consumo foi inferior à produção e que nas horas de maior diferença, o preço da energia no mercado ibérico foi o mais baixo. Entre as 0 horas até cerca das 8 horas, as PRE's e a produção hidroeléctrica não só foram suficientes para satisfazer o consumo como foram superiores. Das 0 até cerca das 5 horas também é possível observar que não foi possível bombar água porque as albufeiras se encontravam cheias. Nos diagramas de carga seguintes, podemos observar a produção em regime especial, a produção hidroeléctrica e ao conjunto de produções carvão, fuel e gás.

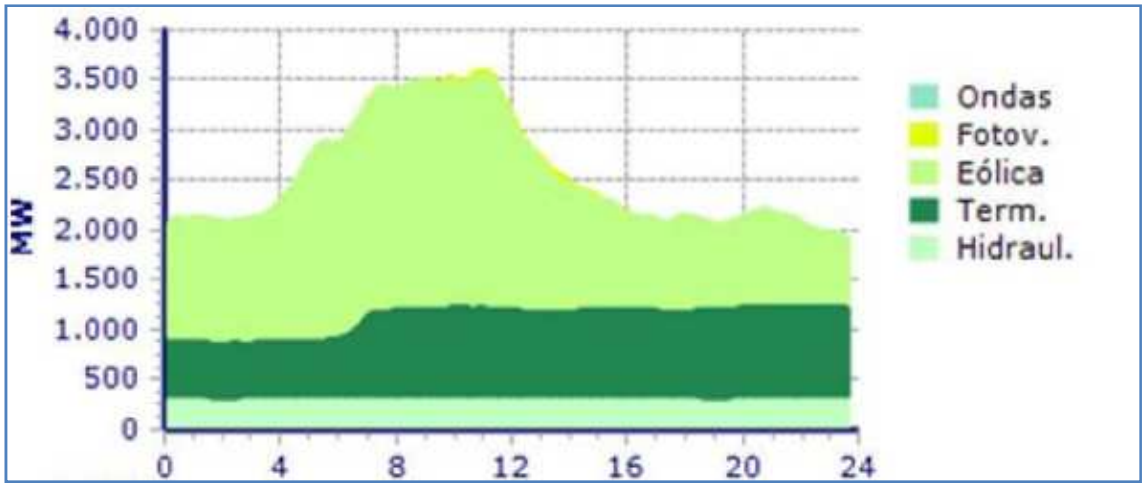



**Figura 4.14** – Produção em regime especial no dia 3 de Janeiro de 2010 [42]

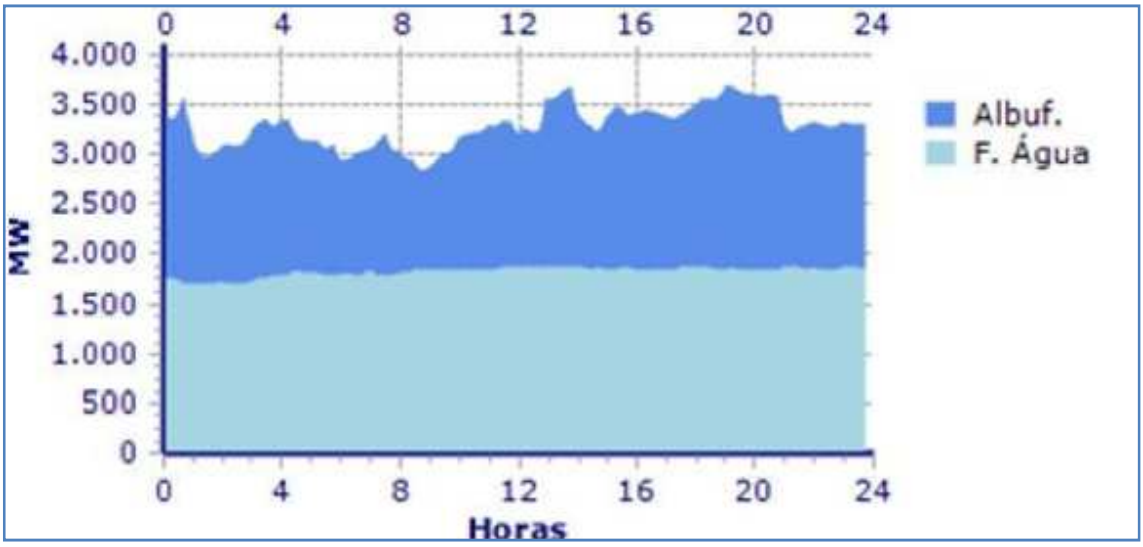



**Figura 4.15** – Produção hidroeléctrica no dia 3 de Janeiro de 2010 [42]

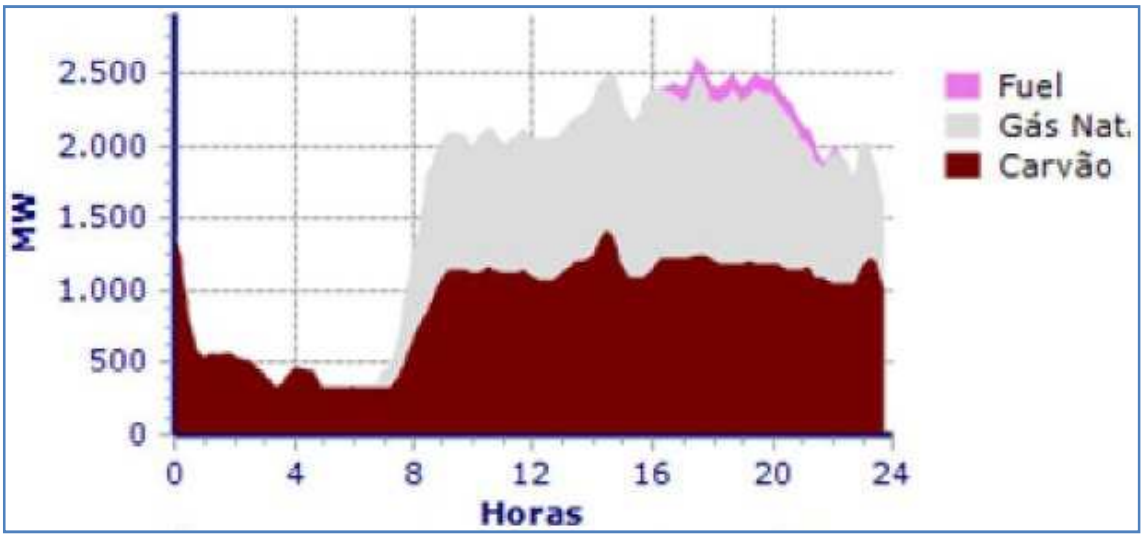



**Figura 4.16** – Conjunto de produções carvão, fuel e gás no dia 3 de Janeiro de 2010 [42]

Facilmente se conclui que a energia eólica, devido ao seu carácter variável e não controlável, foi das principais causas do excesso de produção. Observando o diagrama das hidroeléctricas, podemos observar que estiveram sempre a produzir o que implica que estas se encontravam cheias.

No diagrama da **Figura 4.16** vemos que quando a produção de energia eólica foi menor, a produção a partir do carvão, do gás e do fuel foi activada por serem rápidos a entrar em serviço.

No diagrama seguinte é possível observar a quantidade de energia exportada e importada para as diferentes horas do mesmo dia.

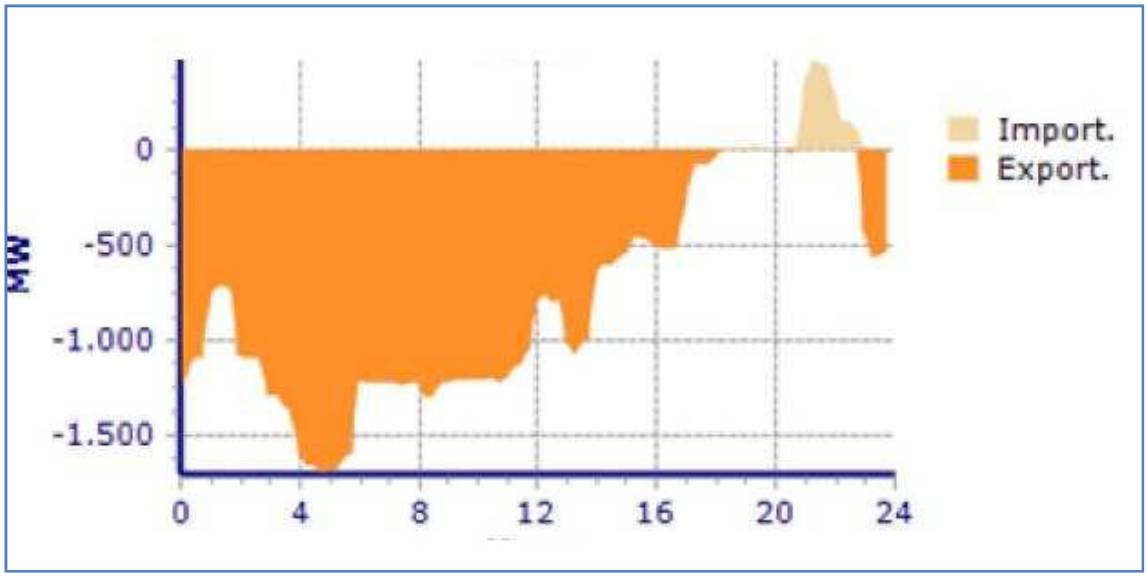



**Figura 4.17** – Quantidade de energia exportada e importada no dia 3 de Janeiro de 2010 [42]

No diagrama da **Figura 4.17** podemos observar que Portugal exportou a energia excedente. Mas analisando a **Figura 4.12**, constatamos que durante algumas horas foi exportada a custo zero sendo o país obrigado a pagar aos promotores de parques já existentes cerca de 9 cêntimos por kWh. Os parques novos recebem 7,4 cêntimos por kWh.

Podemos ainda observar que pelas 22 horas importamos energia. Voltando a analisar a **Figura 4.12**, verificamos que foi pelas 22 horas que o preço de energia esteve mais alto.

Para contrariar situações como a descrita acima, o estudo efectuado pelo consórcio da Universidade de Delft e a SIEMENS apontou algumas soluções entre as quais, e como o sucedeu em Portugal em Janeiro de 2010, "vender" o excesso a um país vizinho ou através dele mas, o facto de países vizinhos terem uma correlação de vento na ordem dos 70 %, inviabiliza essa solução. O estudo aponta ainda como solução a "gestão de cargas" através das "*smart grids*".

Países como a Alemanha e os EUA, de modo a combaterem excessos, exigem aos fabricantes das turbinas que as construam com a capacidade de reduzirem temporariamente a potência gerada.

Em Portugal, a solução passa pelo armazenamento da energia em excesso. Para isso, as centrais hidroeléctricas previstas no PNBEPH terão a capacidade de bombagem, armazenando assim energia potencial nas suas albufeiras. Existe ainda a ideia de, nos Açores, carregarem as baterias dos carros eléctricos quando houver excesso de energia na rede [43].

### 4.2.1 - *Smart grids*

À produção eólica não é exigida, como às centrais de geração tradicionais, que suportem oscilações de potência que ocorrem inevitavelmente na rede. Assim, a crescente introdução de energia eólica torna as redes eléctricas inseguras.

Como foi referido, já existem turbinas eólicas capazes de aguentar essas oscilações na Alemanha devido às suas regras técnicas. Como em Portugal tais regras não existem, o nosso país corre sérios riscos de ter excesso de energia muitas vezes e de provocar incidentes na rede.

Um grande problema das grandes instalações eólicas ligadas às redes de Distribuição de energia, redes de Distribuição essas que não estão preparadas para integrar essa produção, consiste em como irão as instalações eólicas distinguir um incidente na rede de origem local, de um incidente com origem na rede de Muita Alta tensão da REN. Ainda que as turbinas aguentem as oscilações na rede, poderão não evitar apagões.

Para resolver este problema, aponta-se ao uso de sistemas de protecção com comunicações muito rápidas e flexíveis entre equipamentos dispersos na rede eléctrica. Estas comunicações são a base das "*smart grids*".

**Figura 4.18** – Mundo com *Smartgrids*

Um dos objectivos das "*smart grids*" é que quando existir forte produção de energia e consumos baixos, a energia será mais barata e o "*smart meter*" (contador inteligente) instalado nas casas encarregar-se-á de informar e registar o consumo nesse período. Pretende-se com as "*Smart Grids*" transformar a rede eléctrica numa rede que permita

melhores tarifas de electricidade, o que optimiza a produção de energia renovável com o consumo.

Assim, o consumidor de energia será adaptável e será também um produtor através da microgeração de electricidade como por exemplo o solar fotovoltaico.

Um dos inconvenientes das "*smart grids*" é o facto de, nas alturas de ponta, a energia eléctrica poder ser demasiado cara uma vez que se pretende que uma grande percentagem da produção de energia seja de origem renovável e poderá acontecer que, nessas alturas de ponta, não estejam a produzir.

Sendo a energia demasiado cara, os consumidores terão que reduzir o seu consumo o que se transmite em grande perda de qualidade de vida.

As centrais de base em Portugal são as de carvão e as de ponta são as hidroeléctricas e as de ciclo combinado a gás natural. Como as eólicas dependem da volatilidade do vento, têm de ter centrais sempre prontas para as substituir quando não há vento. Assim, nas alturas de ponta, os consumidores passam a consumir menos o que faz com que as pontas baixem. Mas, nas horas de vazio, o consumo vai aumentar o que faz com que o consumo médio seja aproximadamente o mesmo e, consequentemente, não haja redução na produção das centrais (poluentes) de base.

### 4.2.1 - Carros eléctricos

Como foi referido anteriormente, a energia excedente seria utilizada para carregar as baterias dos carros eléctricos.

Um carro a gasolina tem consumos entre 6 a 12 litros aos 100 kms, sendo que se perde uma parte da energia sobre a forma de energia cinética nas travagens. Os automóveis híbridos utilizam a energia cinética provocada nos discos dos travões para carregar as baterias. Essa energia é posteriormente usada num motor eléctrico que auxilia o motor a gasolina. Isto permite ao automóvel híbrido ter consumos entre os 3,5 a 5 litros aos 100.

Sendo o preço do litro da gasolina com impostos aproximadamente 1,3 €, 3,5 litros custarão aproximadamente 4,55 €. Descontando os impostos, 100 kms custarão cerca de 1,6 €.

Um carro eléctrico consome cerca de 12,5 kWh aos 100 km. O preço do kwh é no mínimo 0,13 €, sendo que 40 % é subsidiado pelo défice. Assim, 100 kms têm um custo de aproximadamente 1,63 € que adicionado aos 40 % do subsidio perfazem um total de 2,28 €, valor cerca de 0,70 € mais caro que um híbrido. A este preço temos ainda de somar, a parcela de lucro das estações de carga de baterias (quando não é carregado em casa) [44].

Num cenário hipotético e assumindo que todos os carros em circulação em Portugal (cerca de 3,5 milhões) são eléctricos e considerando ainda que fazem uma média de 10000 kms por ano, verifica-se um aumento de carga de cerca de 13 % no consumo nacional actual.

Uma vez que Portugal importa cerca de 10 % de energia eléctrica e que o potencial eólico português está próximo de se esgotar, seria necessário cobrir esse substancial aumento através das centrais não renováveis.

**Figura 4.19** – Carro eléctrico da Volvo. [45]

O preço de um carro eléctrico é actualmente bastante superior a um carro a gasolina. De modo a contrariar esse preço, teriam que ser produzidos em massa, cenário que está muito longe de acontecer.

Além de ser mais caro e de "consumir" mais euros por km, o carro eléctrico tem o grave problema da autonomia e da duração de vida das suas baterias.

As baterias dos carros eléctricos são de iões de lítio. Estas baterias têm as seguintes desvantagens:

- Baixa autonomia (cerca de 150 km no máximo);
- Tempo de recarga elevado (entre 4 a 8 horas);
- Peso elevado (centenas de kg);
- Duração de vida curta (perdem cerca de 20 % da sua capacidade por ano);
- Preço elevado (cerca de 2000 € cada);
- Insegurança (risco de explosão).

Uma das soluções apontada ao tempo de recarga elevado e considerando a sua baixa autonomia, é a da substituição das baterias em estações de recarga próprias. Mas para tal é

necessário construir essas estações, normalizar as baterias de modo a serem compatíveis com os diferentes modelos, reduzir o custo desse serviço e fabricar muitas mais baterias.

Além destes inconvenientes, o lítio é um metal raro o que irá implicar, à semelhança do petróleo, aumentos e especulações sobre o seu preço [44].

Assumindo o carro eléctrico e a sua bateria como uma tecnologia madura e sem os inconvenientes referidos anteriormente, torna-se pouco prático para um utilizador ter que carregar o seu veículo quando dá mais jeito à rede porque pode ser na altura em que mais dele precisa.

Além disso, e olhando para o panorama nacional, uma grande percentagem dos portugueses não tem garagem inviabilizando assim a possibilidade de carregar o carro nas horas de vazio que geralmente são à noite.

O novo carro eléctrico da Nissan, o Leaf, vai ser comercializado em Portugal por 29.955 euros a partir de Dezembro deste ano, já depois de deduzidos os incentivos do Governo que são de 5000 euros de desconto. A Nissan anunciou também que as baterias (a peça mais cara dos veículos eléctricos) vão estar incluídas no preço, que nestes quatro países será sempre abaixo dos 30 mil euros devido aos incentivos recebidos. Salienta ainda que se prevêem poupanças anuais de combustível de cerca de 600 euros, na Europa, quando comparado com um automóvel normal [46].

**Figura 4.20** – Apresentação do Nissan Leaf [46]

### 4.2.2 - Armazenamento de água

Existe uma correlação elevada entre o vento e a chuva [47]. Na **Figura 4.21** é possível analisar isso mesmo:

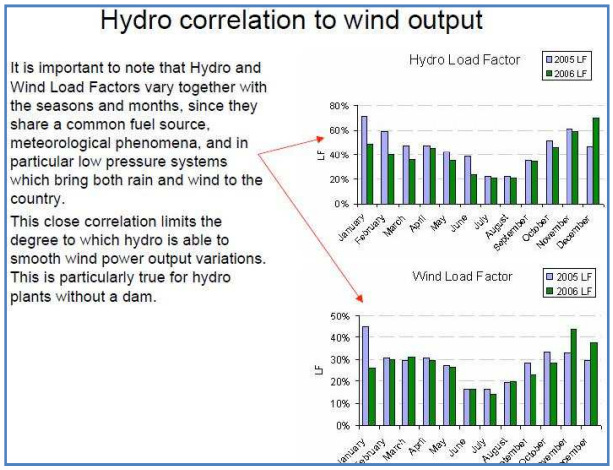



**Figura 4.21** – Correlação entre vento e chuva. [47]

Tal facto limita a possibilidade de armazenamento das albufeiras com bombagem, uma vez que poderão ocorrer situações em que não seja possível bombar mais água por as barragens se encontrarem cheias.

Apesar de durante grande parte do ano as albufeiras terem capacidade para armazenar produção eólica, nas alturas em que a produção eólica é maior as chuvas fortes reduzem a capacidade de armazenamento.

Ainda assim, esta foi a principal solução adaptada por Portugal com a criação do PNBEPH.

Este tipo de armazenamento provoca um aumento no preço da energia eólica devido às perdas. Tal facto fez com que nenhum país tenha apostado nesta solução tornando Portugal no país pioneiro.

O PNBEPH será discutido no capítulo seguinte.

# Capítulo 5

# Energia eólica e o PNBEPH

Neste capítulo será abordado o PNBEPH como solução para o armazenamento de energia eólica excedente. O capítulo é iniciado com uma breve descrição da situação hídrica em Portugal, seguido de uma também breve introdução ao PNBEPH e de uma análise crítica ao Plano. Finalmente, será discutido no último subcapítulo a criação de empregos por parte do Plano.

## 5.1 - Hídrica em Portugal: O PNBEPH como solução para o armazenamento eólico

Sendo Portugal um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar e com maior dependência energética do exterior, o governo português definiu um aumento da energia hídrica.

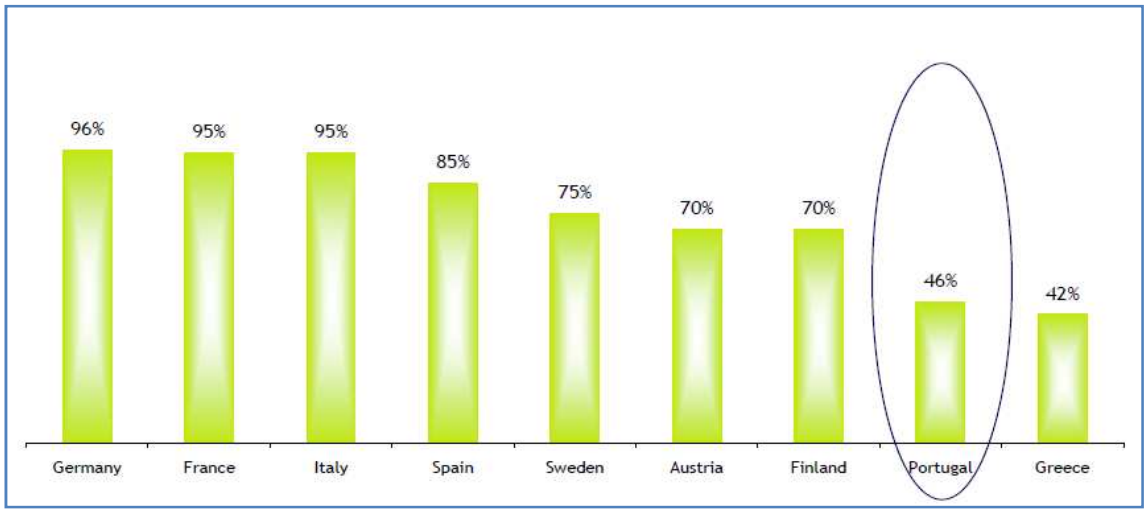



**Figura 5.1** – Potencial hidroeléctrico aproveitado em vários países no ano de 2008. [42]

Assim, e de modo a alcançar o objectivo de reduzir de 54% para 33% do potencial hídrico a aproveitar até 2020, será necessário realizar um conjunto de investimentos em aproveitamentos hidroeléctricos que constituem o projecto de Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH).

Na **Figura 5.2** e **Tabela 5.1** é possível observar a localização dos aproveitamentos existentes em Portugal bem como a capacidade útil de armazenamento e potência instalada dos principais aproveitamentos.

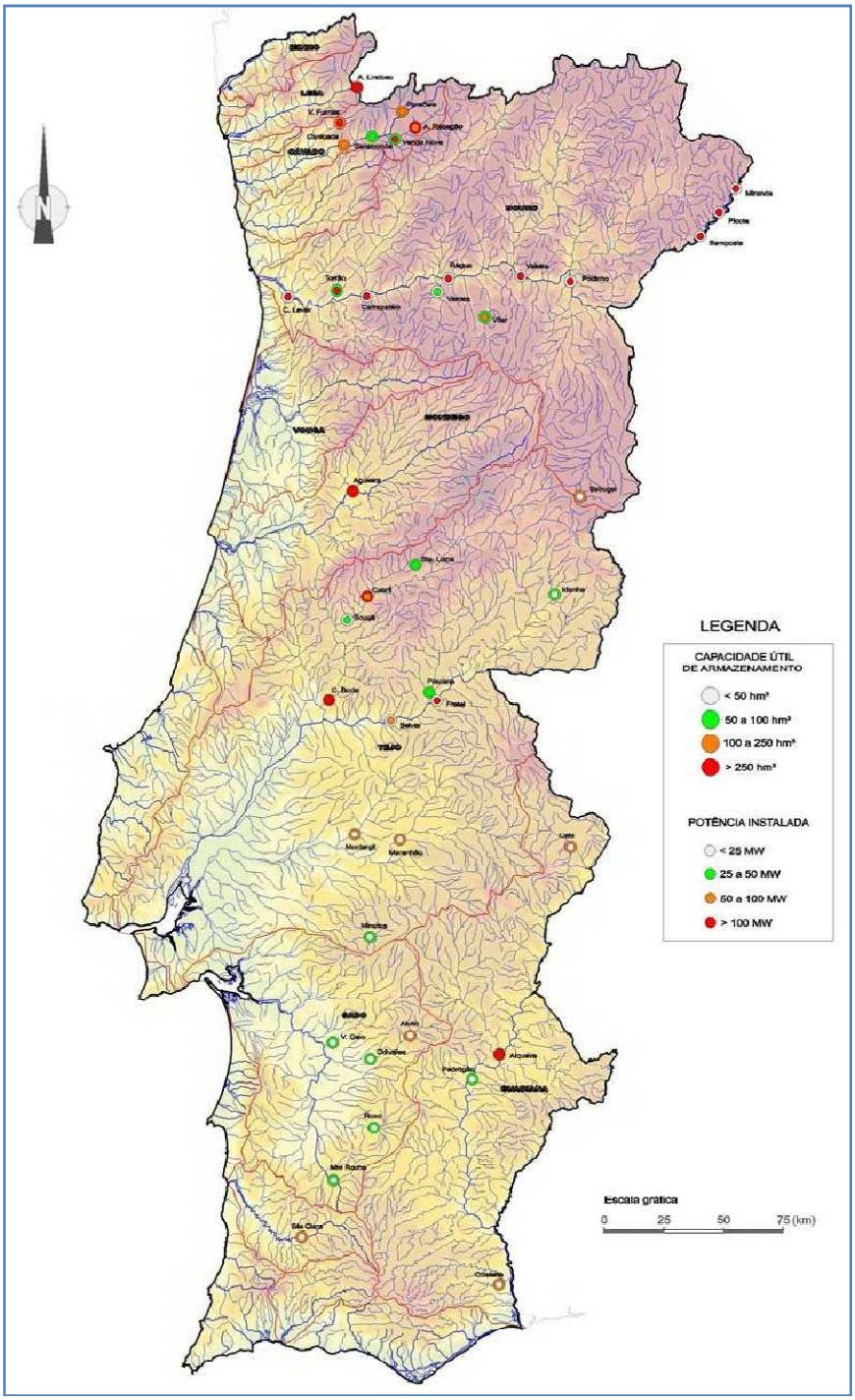



**Figura 5.2**- Localização dos aproveitamentos existentes em Portugal [48]

**Tabela 5.1** — Características de diferentes bacias hidrográficas [48]

| Bacia hidrográfica | Afluências anuais actuais ($hm^3$) | Capacidade útil das albufeiras ($hm^3$) | Capacidade útil das albufeiras em % das afluências | Potência hidroeléctrica (MW) |
|---|---|---|---|---|
| Lima | 3 000 | 355 | 12% | 650 |
| Cávado | 2 300 | 1 142 | 50% | 630 |
| Douro | 18 500 | 380 | 2% | 2 000 |
| Vouga | 2 000 | 0 | 0% | 0 |
| Mondego | 3 350 | 361 | 11% | 500 |
| Tejo | 12 000 | 2 355 | 20% | 570 |
| Guadiana | 4 500 | 3 244 | 72% | 250 |
| Sado | 1 460 | 444 | 30% | 0 |
| Mira | 330 | 240 | 73% | 0 |
| Ribeiras Algarve | 400 | 341 | 85% | 0 |
| **Total** | **47 800** | **8 862** | **19%** | **4 600** |

A produção de energia hidroeléctrica depende de diversas condições, como condições ambientais e de mercado. No gráfico seguinte podemos observar a emissão hidráulica e a energia utilizada nos grupos reversíveis até 2006:

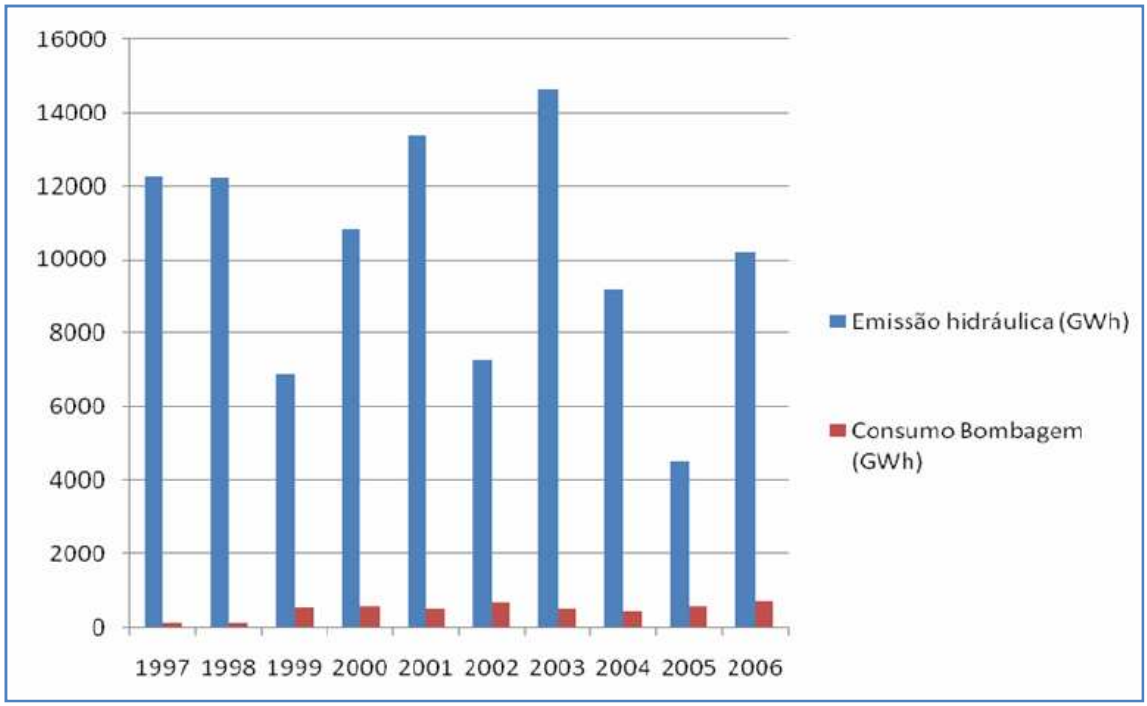



**Figura 5.3** – Emissão hidráulica e a energia utilizada nos grupos reversíveis até 2006 [42]

Portugal investiu de forma inconstante neste tipo de tecnologia, como podemos observar na figura seguinte:

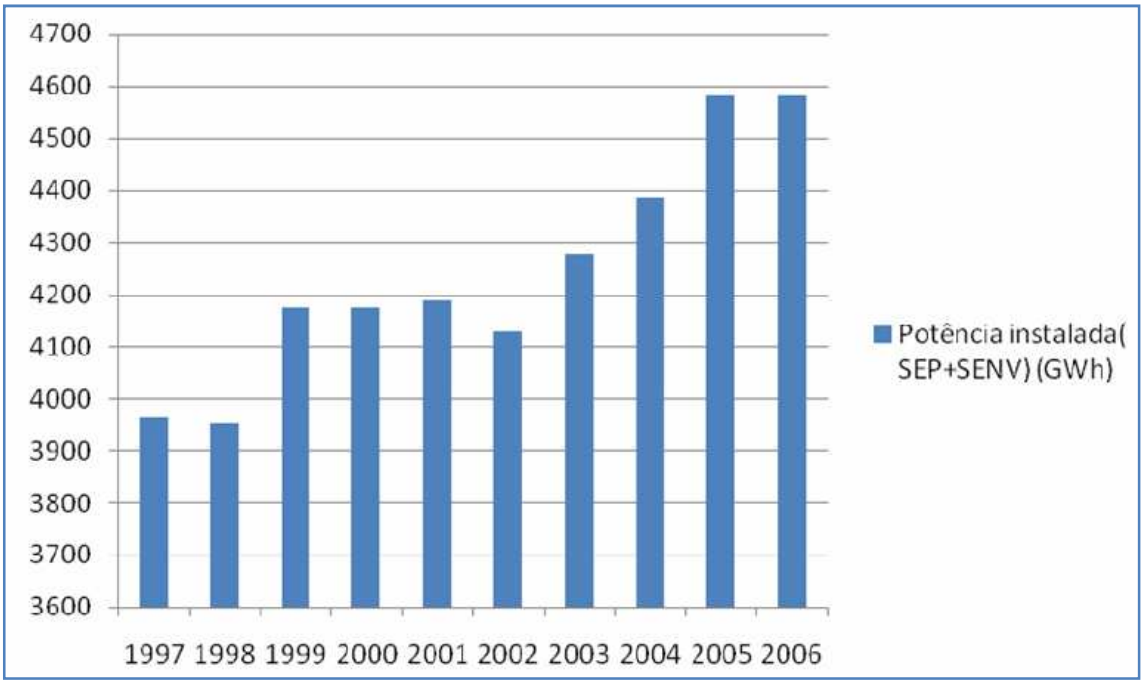



**Figura 5.4** – Gráfico de potência instalada [42]

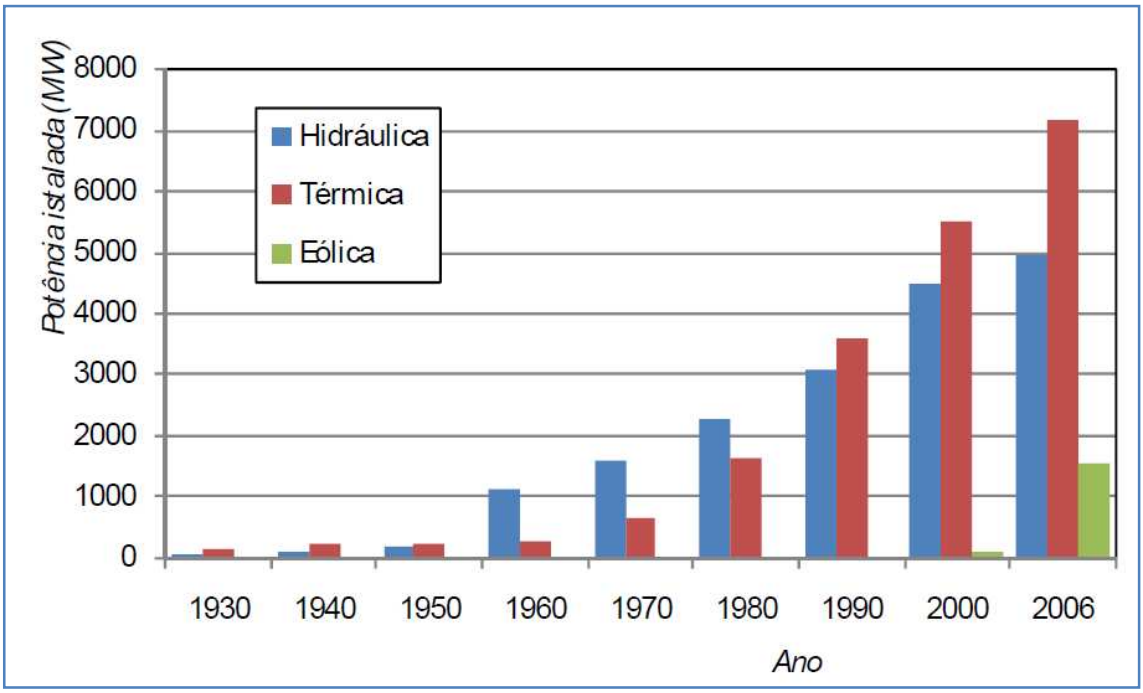



**Figura 5.5** – Produção Nacional até 2006 [42]

Como podemos observar na **Figura 5.5**, nos anos 50 e 60, a produção hidroeléctrica era a principal fonte de energia em Portugal. Nos tempos de seca, as centrais térmicas completavam o diagrama de cargas.

### 5.1.1 - Elaboração do PNBEPH

Após uma avaliação da situação actual em termos de aproveitamentos hidroeléctricos existentes e da implantação ou reforço de potência, verificou-se que apenas se conseguiria atingir uma produção de 5 860 MW, sendo esta insuficiente para a meta definida de 7 000 MW de produção pela componente hídrica [48].

Assim, chegou-se à conclusão que seria necessário construir novos aproveitamentos que, além de produzirem energia, permitissem maximizar a energia obtida por fonte eólica.

Ao tomar esta decisão, também foi tida em conta a Eficiência Energética. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprovou a Estratégia Nacional para a Energia, já previa a aprovação de um Plano Nacional de acção para a eficiência energética como uma prioridade da política energética Portuguesa [48].

Três anos depois, na Resolução do Conselho de Ministros nº80/2008, de 20 de Maio, foi publicado o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) que tem como objectivo uma redução equivalente a 10% do consumo final de energia até 2015, nos termos previstos na Directiva 2006/32/CE, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. Esta Directiva estabeleceu a obrigação dos Estados Membros publicarem planos de acção para a eficiência energética, estabelecendo metas de pelo menos 1% de poupança de energia por ano até 2016 [48].

As principais iniciativas e resultados importantes do PNAEE que está de momento a ser implementado são:

- Revisão da fiscalidade automóvel;
- Criação de uma taxa sobre as lâmpadas ineficientes e distribuição gratuita de 4,5 milhões de lâmpadas eficientes;
- Microgeração (10MW atribuídos, quase 3 mil instalações);
- Certificação energética de edifícios (mais de 50 mil certificados emitidos);
- Sistema de eficiência energética na indústria

Não obstante os resultados obtidos, verificou-se que o contributo dos novos aproveitamentos hidroeléctricos continuava a ter um papel importantíssimo para Portugal atingir objectivos fundamentais para o Sistema Energético Nacional, em termos de sustentabilidade e segurança energética, assim como cumprir com compromissos internos, na linha dos objectivos da União Europeia [48].

Decidiu-se então elaborar um Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH), com o objectivo de aumentar a capacidade de produção hídrica.

### 5.1.2 - PNBEPH

O plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico, é um plano do governo português com o objectivo de identificar e definir prioridades para os investimentos a realizar em aproveitamentos hidroeléctricos no horizonte 2007-2020 [48].

A principal meta do PNBEPH é, através de novos grandes aproveitamentos hidroeléctricos a implementar, atingir uma capacidade instalada hidroeléctrica nacional superior a 7 000 MW em 2020 ("Ministério da Economia e da Inovação, 2007, Uma Política de Energia com Ambição"). Estes aproveitamentos hidroeléctricos devem assegurar valores de potência instalada adicional da ordem de 2 000 MW, contribuindo desta forma para o cumprimento do objectivo estabelecido pelo Governo em termos de produção de energia com origem em fontes renováveis para o ano 2020, redução da dependência energética nacional e redução das emissões de CO2 [48].

Para a elaboração do PNBEPH, foi feito um conjunto de estudos e procedimentos a desenvolver em duas fases: a fase A onde foi elaborado o "Projecto do Programa" e o "Relatório Ambiental"; e a fase B correspondente ao desenvolvimento do processo de participação pública, documentos de divulgação, Relatório de Consulta e a integração dos resultados desse processo nos documentos finais: "Programa" e "Declaração Ambiental".

Após a análise de um conjunto de aproveitamentos hidroeléctricos previamente inventariados pela REN, forma seleccionados os aproveitamentos considerados mais viáveis e interessantes para o cumprimento das metas estabelecidas [48].

Esta selecção foi feita com base na definição e análise de alternativas, considerando aspectos técnicos, económicos, sociais e ambientais associados a cada aproveitamento. Os aproveitamentos seleccionados encontram-se no subcapítulo seguinte.

A REN adjudicou a elaboração dos estudos do PNBEPH ao Consórcio COBA/PROCESL em 28 de Maio de 2007, após Processo de Selecção de Candidatos que decorreu durante os meses de Abril e Maio de 2007 [48].

Uma Comissão de acompanhamento composta pela REN, pelo Instituto da Água (INAG) e a Direcção Geral da Energia e Geologia (DGEG), assegurou o acompanhamento dos estudos. Realizaram-se reuniões periódicas envolvendo a equipa de coordenação do Consórcio, a Comissão de Acompanhamento e outros consultores.

O Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico pretende assim a construção de novas barragens para servir como armazenamento de energia eólica excedentária bem como o reforço de potência de barragens já existentes através do aproveitamento dos recursos hídricos nacionais [48].

Uma vez que Portugal é o país da Europa com maior potencial hídrico por aproveitar, o PNBEPH, como referido, é aposta forte do governo [48].

Como foi também anteriormente referido, Portugal vai ser pioneiro neste tipo de uso das barragens para armazenar e regular a energia eólica. Assim, não existem dados experimentais que garantam um bom resultado. O PNBEPH usa simulações da REN para estimar valores de potência eólica em excesso e como armazenar essa energia. Calculou então a energia necessária que as barragens terão de bombar de modo a armazenar a energia eólica excedentária. Como vimos anteriormente, existirão alturas em que as barragens se encontrão cheias devido às fortes chuvas. Apesar de isto acontecer raramente, não foi tido em conta aquando da realização do estudo.

No programa apresentado pelo PNBEPH, os 25 aproveitamentos candidatos eram:

- Assureira (Rio Lima);
- Povoa e Pinhosão (Rio Vouga);
- Asse-Dasse, Girabolhos, e Midões (Rio Mondego);
- Almourol, Santarém, Erges e Alvito (Rio Tejo);
- Atalaia, Senhora do Monforte, Pero Martins, Sampaio, Mente, Rebordelo, Foz Tua, Castro Daire, Alvarenga, Castelo de Paiva, Padroselos, Vidago, Daivões, Fridão e Gouvães (Rio Douro) [48].

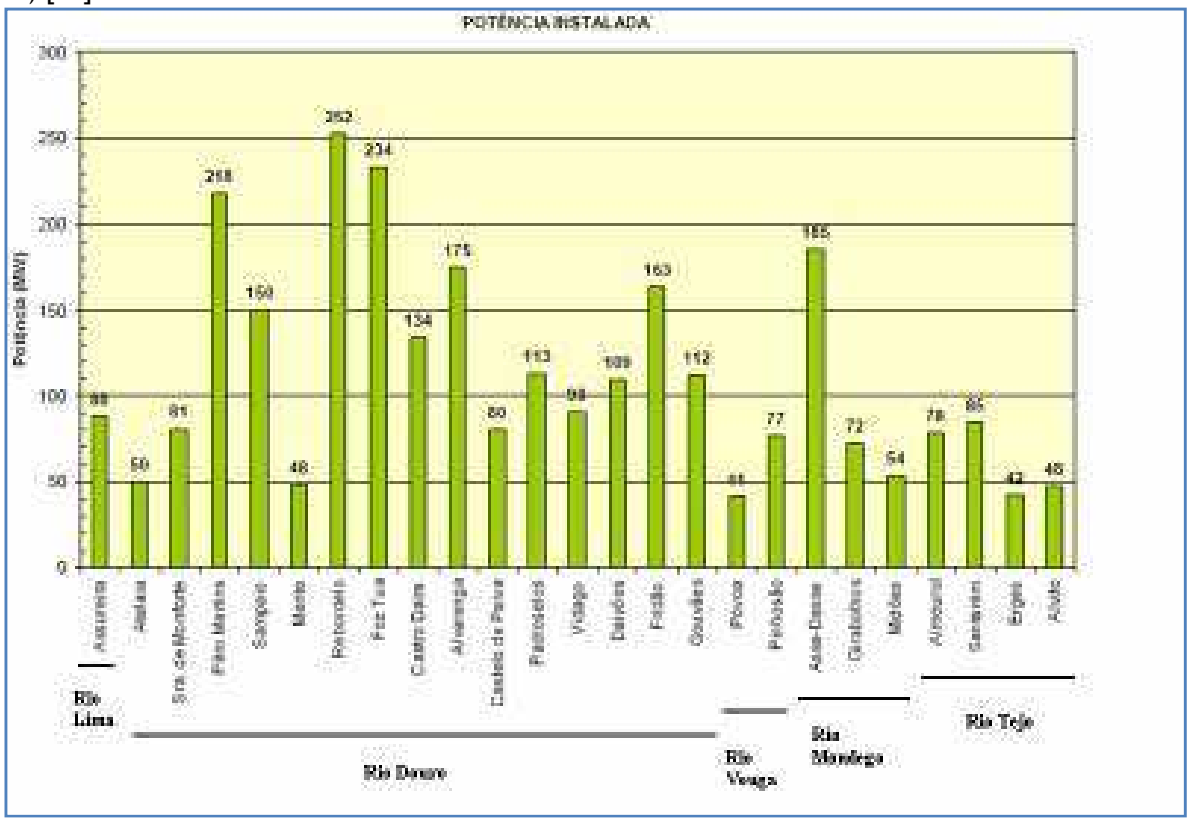



**Figura 5.6** – Potência instalada por aproveitamento [48]

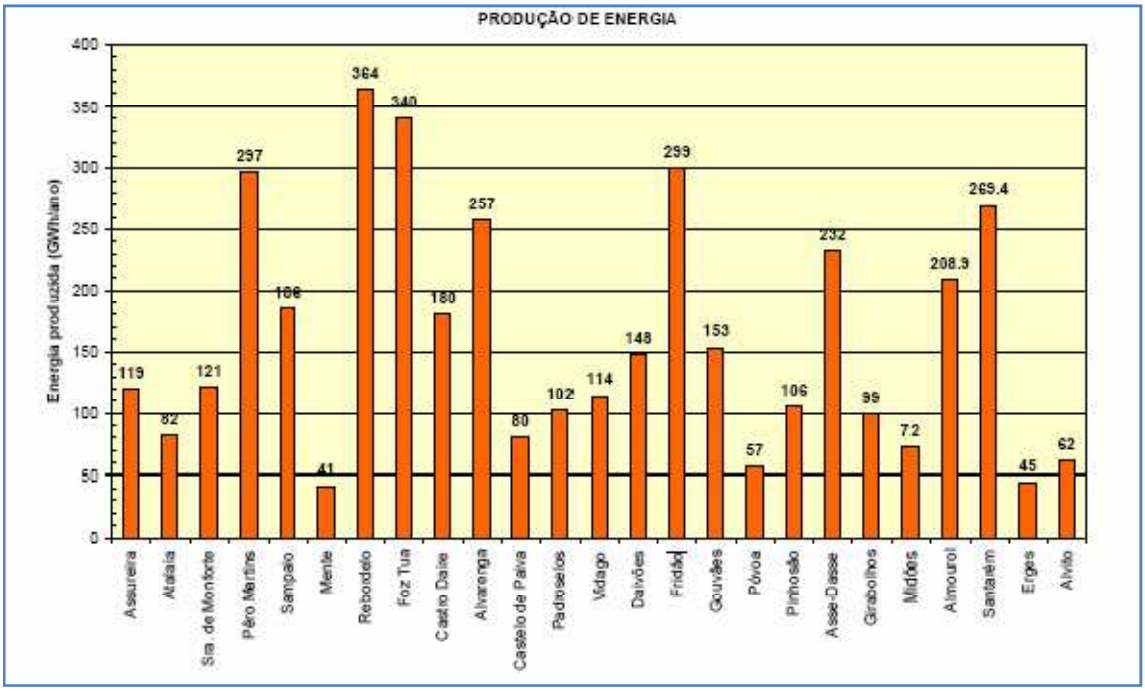



**Figura 5.7** – Potência produzida por aproveitamento [48]

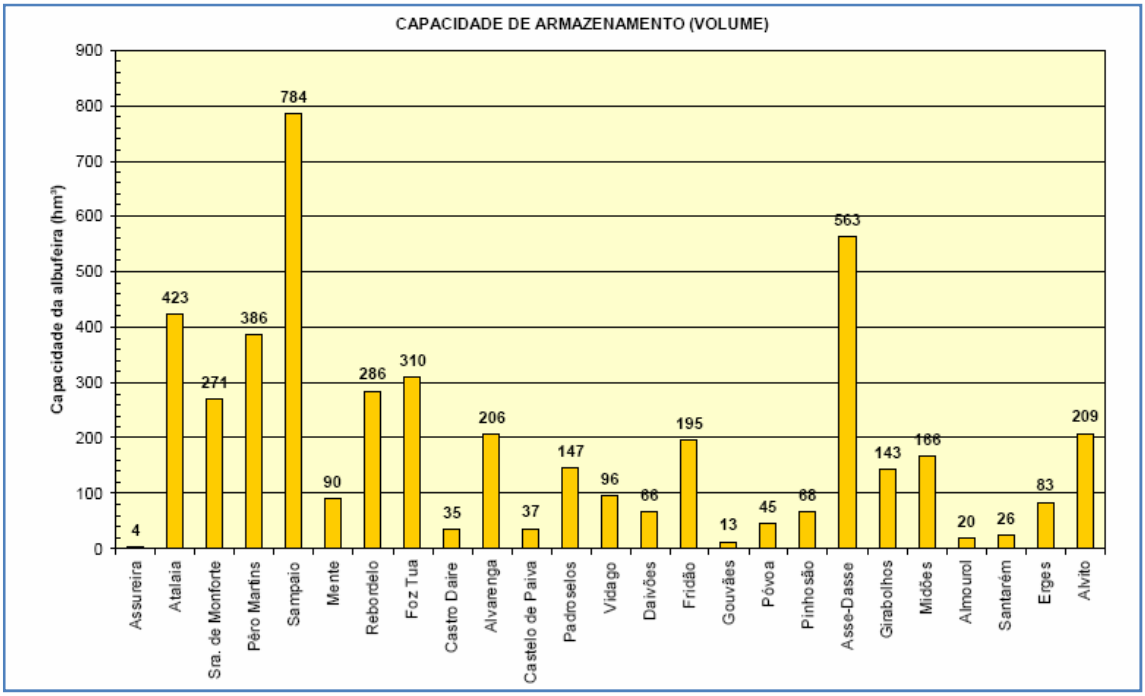



**Figura 5.8** – Capacidade de armazenamento das albufeiras [48]

As dez barragens aprovadas foram: Padroselos, Daivões, Fridão, Gouvães e Vidago, na bacia do rio Tâmega, Foz Tua, no rio Tua, Pinhosão (Vouga), Girabolhos (Mondego), Alvito (Ocreza) e Almourol (Tejo).

**Figura 5.9** – Localização dos aproveitamentos seleccionados [48]

Segundo o PNBEPH, a potência instalada inicialmente para os oito aproveitamentos licenciados era de 941 MW, mas a potência média esperada era cerca de 120,9 MW. Este valor representa apenas cerca de 2,1 % do consumo actual.

Como podemos observar na **Tabela 5.2**, quatro das oito hidroeléctricas foram concedidas à empresa espanhola Iberdrola, três à portuguesa EDP e uma à também espanhola Endesa [48].

**Tabela 5.2** — Características previstas no PNBEPH [48]

| Características previstas no Programa e apresentadas nas propostas vencedoras dos concursos | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aproveitamento | Foz-Tua | Gouvães | Padroselos | Alto Tâmega | Daivões | Fridão | Alvito | Pinhosão | Girabolhos | Almourol | Total |
| Adjudicatário Provisório | EDP | Iberdrola | Iberdrola | Iberdrola | Iberdrola | EDP | EDP | sem proposta | Endesa | sem proposta | |
| COTA NPA | | | | | | | | | | | |
| PNBEPH | 200 | 883.5 | 450 | 312 | 231 | 160 | 200 | (290) | 300 | (31) | |
| Proposta* | 195 | 890 | 450 | 322 | 231 | 165 | 221 | | 300 | | |
| DIA** | 170 | | | | | | | | | | |
| Caudal Equipado (m3/s) | | | | | | | | | | | |
| PNBEPH | 220 | 20 | 60 | 130 | 180 | 240 | 65 | (50) | 70 | | |
| Proposta* | 310 | 110 | 120 | 160 | 220 | 350 | 150 | | 400 | | |
| Queda útil nominal (m) | | | | | | | | | | | |
| PNBEPH | 118 | 620 | 208 | 77 | 67 | 76 | 82 | (171) | 114 | | |
| Proposta* | 113 (est.) | 626,5 (est.) | 208 (est.) | 87 (est.) | 67 (est.) | 80.2 | 101.4 | | 80 | | |
| Potência a instalar (MW) | | | | | | | | | | | |
| PNBEPH | 234 | 112 | 113 | 90 | 109 | 163 | 48 | (77) | 72 | (78) | 941 |
| Proposta* | 323.6 | 660 | 230 | 127 | 118 | 256 (2 escalões) | 136 | | 354.8 | | 1949.4 |
| Reversibilidade | | | | | | | | | | | |
| PNBEPH | Sim | Sim | Sim | Sim | Sim | Não | Não | | Sim | | |
| Proposta* | Sim | Sim | Sim | Não | Não | Não | Sim | | Sim | | |
| Produtibilidade média anual (GWh/ano) | | | | | | | | | | | |
| EP[1] PNBEPH | 340 | 153 | 102 | 114 | 148 | 199 | 62 | (106) | 99 | (209) | 1,317 |
| Proposta | 350 | 52 | 110 | 142 | 161 | 327 | 66 | | 104 | | 1,312 |
| ET[2] PNBEPH | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | 299 | 62 | (106) | N.D. | | 361 |
| Proposta | N.D. | 1,128 | 469 | 142 | 161 | 327 | N.D. | | 446 | | 2,673 |
| Conclusão obras / Início funcionamento | 2013 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2015 | 2015 | | 2015 | | |
| Quantia ofereciada (Euros) | 53.100.000 | 303.730.000 | 303.730.000 | 303.730.000 | 303.730.000 | 231.700.000 | 231.700.000 | | 35.000.005 | | 623.530.005 |
| Investimentos previstos (Euros) | 339.000.000 | 406.703.877 | 254.425.900 | 141.785.825 | 152.872.094 | 242.000.000 | 268.000.000 | | 360.130.000 | | 2.164.917.696 |

A Iberdrola anunciou que irá aumentar a potência instalada dos 424 MW previstos para 1135 MW. A EDP anunciou que irá aumentar a potência instalada dos 444 MW para os 707 MW. E a Endesa anunciou que irá aumentar a potência instalada dos 11,3 MW para os 355 MW. Assim, a potência instalada prevista passou de 941 MW para 2200 MW [48].

A EDP está a reforçar a potência instalada de oito barragens já existentes em mais 2000 MW, bem como a construir mais duas barragens num total de 244 MW. Assim, a potência instalada total das hídricas em Portugal será de 4640 MW [48].

Como foi referido no capítulo anterior, a potência instalada numa central e a energia produzida são coisas diferentes. Neste tipo de aproveitamentos, a energia produzida depende do caudal do rio e da altura da queda. A potência instalada é fixa e é o máximo que o aproveitamento pode fornecer. Assim, ao aumentar a potência instalada, apenas se aumenta

a energia produzida num dado instante mas não se aumenta a energia total de facto produzida, isto é, turbina mais água ao mesmo tempo embora a quantidade de água (energia) seja a mesma.

Em Portugal, numa central sem albufeira, o caudal médio de um rio é cerca de um terço do caudal de Inverno. Assim, a energia produzida será cerca de um terço da potência instalada. Como referido, se tiver albufeira, a central tem a capacidade para armazenar energia de modo a poder ser usada quando fizer mais falta. Neste caso, a energia produzida vai ser cerca de um sexto da potência instalada.

O reforço de potência pode ser útil no Inverno, quando o caudal do rio é grande devido às chuvas e as centrais não conseguem turbinar toda a água sendo inclusive obrigadas a despejar água para jusante sem ser turbinada.

Serve também, caso a central tenha albufeira, para armazenar água nas horas de vazio e usá-la nas horas de ponta tal como referido em capítulos anteriores. Deste modo, combate também a intermitência da energia eólica (e solar).

Para além da água ser renovável, os aproveitamentos hídricos conseguem dar uma resposta quase imediata às variações de procura (desde que exista água), ajustando facilmente a produção ao consumo.

A construção das novas barragens vai ter impactes positivos locais como o aumento de turismo. A reserva de água é geralmente usada para actividades de lazer como a pesca. Também é usada pelos bombeiros nas alturas dos incêndios e pelos locais para irrigar a agricultura. Além disso, as barragens permitem diminuir a severidade de cheias, entre outras vantagens.

**Figura 5.10** – Helicóptero de Bombeiros.

Não obstante, a construção das barragens tem também algumas desvantagens. O facto de dividir o rio em dois altera as características ecológicas da bacia hidrográfica. Esta divisão

também tem impactes na actividade migratória dos peixes. As espécies migratórias ficam impossibilitadas ou bastante limitadas de acederem a locais essenciais para o seu ciclo de vida. Isto pode provocar a extinção destas espécies. Além disso, as barragens alteram a qualidade da água.

Como vimos anteriormente, a potência instalada em Portugal vai ser de 4640 MW, mas a potência média vai ser apenas de 175 MW para um investimento de biliões de euros. Para obter a mesma potência média de origem hídrica, bastaria instalar 1100 MW [48].

Este forte investimento justifica-se pelo uso das albufeiras como armazenamento da energia eólica.

Isto torna as albufeiras muito úteis. Como sabemos, a energia eólica é impossível de controlar e o investimento nas hídricas justifica-se devido à elevada potência eólica instalada em Portugal.

Analisando a **Figura 5.11** podemos observar o comportamento da produção da energia eólica em Fevereiro de 2007. Como foi dito no capítulo anterior, os produtores eólicos recebem nove cêntimos por kWh de energia produzida por parte da rede eléctrica. Isto faz com que os produtores produzam sempre que possível. Como vemos na figura, a variação da energia produzida é grande, sendo máxima durante a noite.

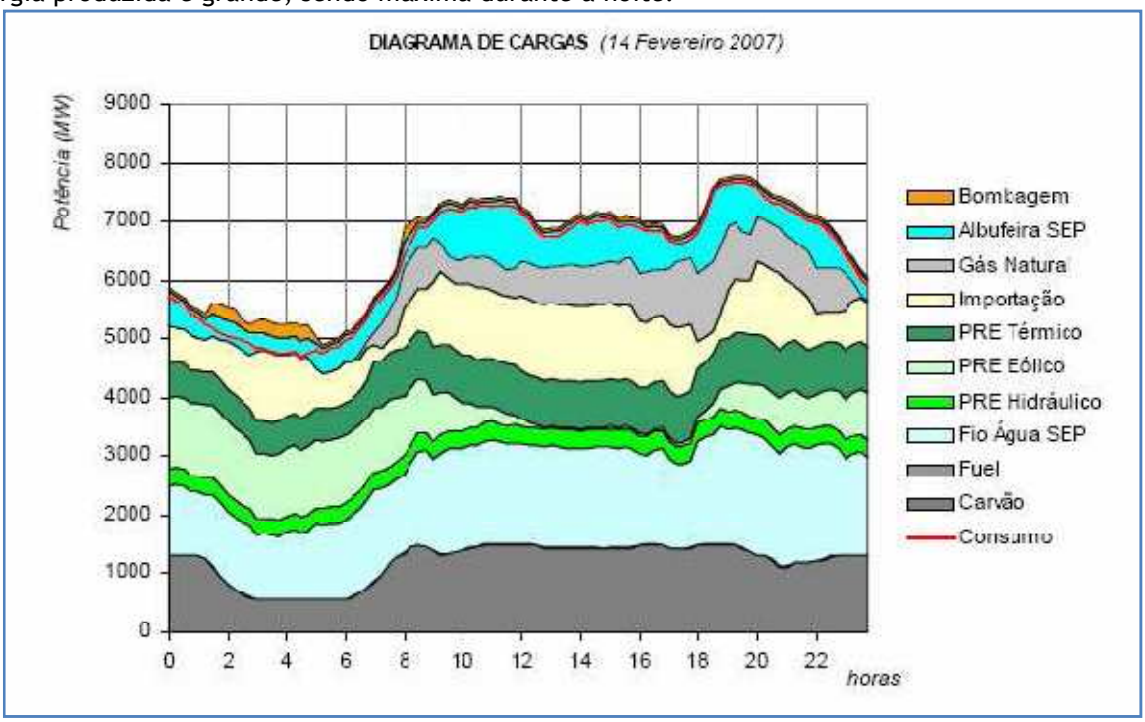



**Figura 5.11** – Diagrama de carga diário em dia de alta Hidraulicidade [48]

Para 2011 em Portugal, prevê-se cerca de 25 % de energia eólica na produção total. Observando as figuras seguintes, verificamos que a energia produzida prevista para 2011 será superior ao consumo para dias ventosos. Isto deve-se em grande parte à produção eólica.

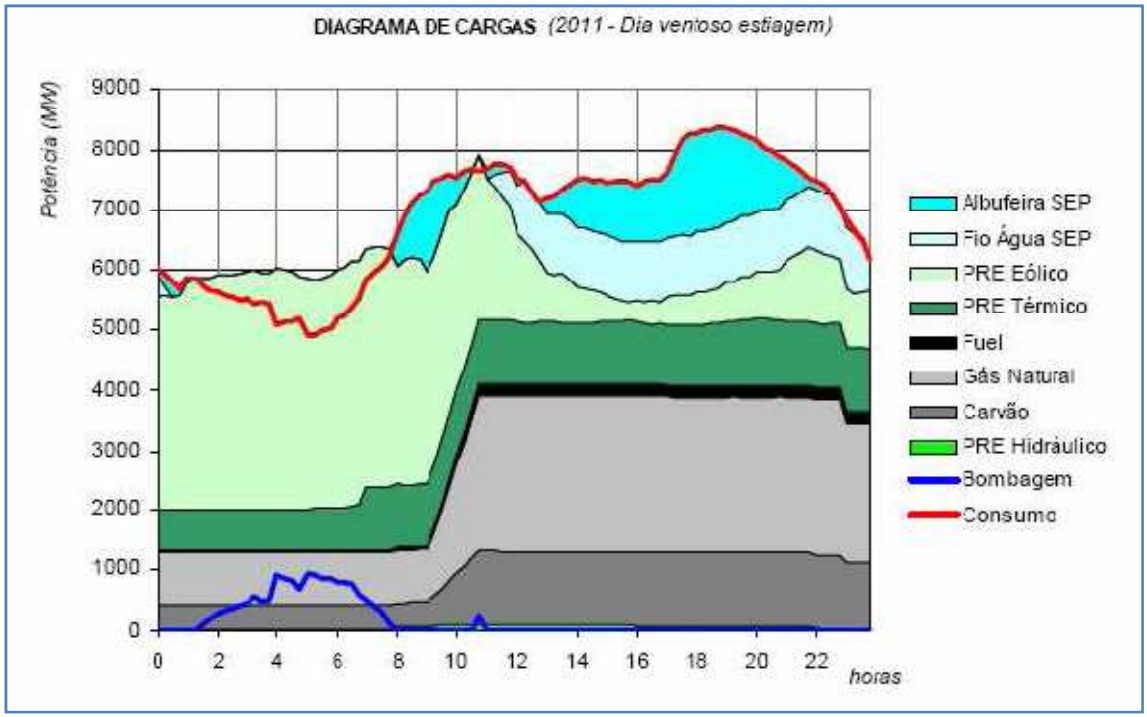



**Figura 5.12** – Diagrama de carga previsto em dia de baixa hidraulicidade. [48]

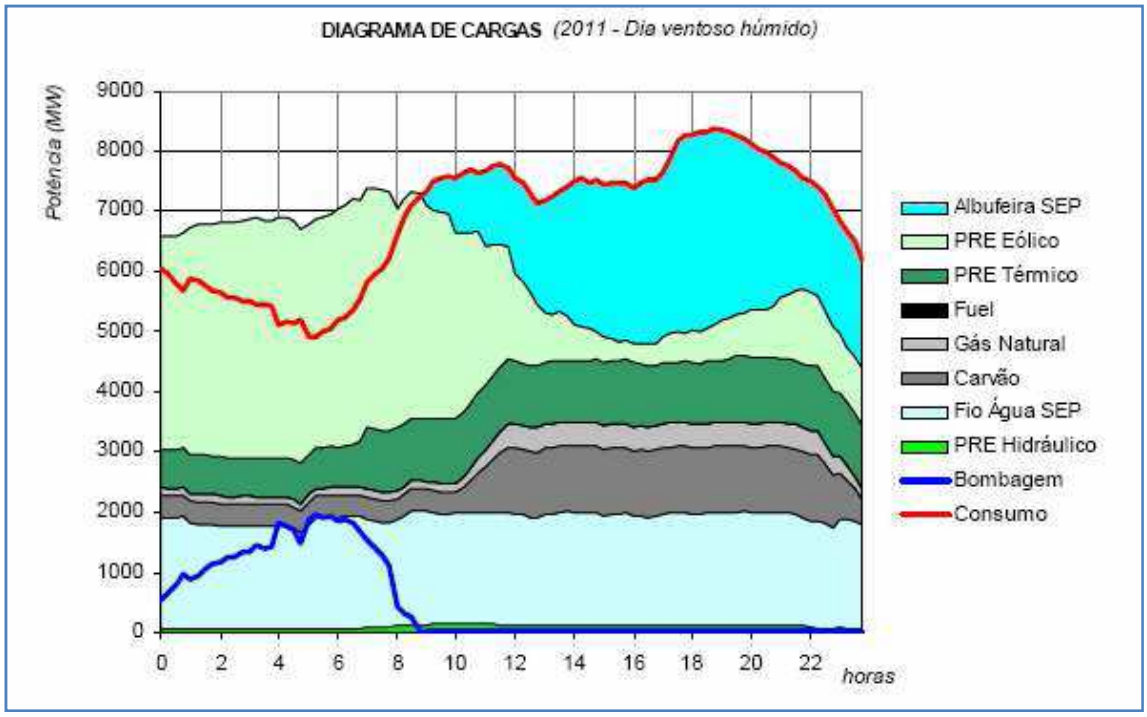



**Figura 5.13** – Diagrama de carga previsto em dia de média hidraulicidade. [48]

Para equilibrar a produção total com o consumo, Portugal pode exportar a energia (como aconteceu em Dezembro de 2009). Mas, e como vimos no capítulo anterior, a Espanha estará em condições semelhantes. Assim, e como se verifica nas **Figuras 5.11**, **5.12** e **5.13**, essa energia será armazenada pelas hídricas.

Convém, portanto, analisar se o investimento que vai ser efectuado é justificável, uma vez que as novas centrais servirão apenas para armazenagem.

Neste processo, perde-se cerca de um terço da energia uma vez que ao bombar a água para a albufeira existem perdas devido ao atrito nas condutas de água da central. Assim, por cada 4 kWh gastos na bombagem apenas se produzem 3 kWh na turbinagem [49] .

Para conseguir consumir todo o excesso de energia eólica são necessários, no pior caso, cerca de 2000 MW como verificamos na figura. Com a instalação das novas centrais aliadas às hidroeléctricas já existentes, temos que a capacidade de bombagem é de 4890 MW.

Os 2890 MW de capacidade de armazenamento que sobra poderão ser usados no futuro ou para eólicas offshore a instalar e/ou para centrais solares. Estes quase 3000 MW poderão substituir as centrais poluentes de carvão.

Poderão também ser usados para importar energia vinda de Espanha quando os preços da energia no mercado forem favoráveis.

Neste caso, em ordem para o investimento feito ser recompensado, o preço da energia eléctrica importada tem de ser no máximo três quartos do preço da energia produzida devido às perdas de atrito nas condutas de água da central.

Mesmo que este caso não aconteça, o investimento de 2.6 mil milhões de euros somado ao investimento na energia eólica fará sempre que com a energia tenha que ser vendida por um preço elevado. Os 5760 MW de origem eólica em 2012 implicam um investimento total, a 1.1 milhões por MW, de cerca de 6,3 mil milhões de euros. Obviamente que grande parte dos 5760 MW já estão instalados. Não obstante, e de modo a ter lucro, este investimento tem que ser considerado. Assim, somados os investimentos temos um total de 8,9 mil milhões de euros o que faz com que o preço da energia eólica seja cara.

Foi dito anteriormente que as novas centrais hidroeléctricas servirão apenas para armazenagem. Isto porque a energia que é gasta na bombagem é equivalente á energia produzida de origem hídrica. A **Tabela 5.3** mostra as potências médias anuais de origem hídrica:

**Tabela 5.3** — Potência média anual para diferentes aproveitamentos. [48]

| Localização | Concessão | Potência Média |
|---|---|---|
| Girabolhos | Endesa | 11,3 MW |
| Vigado | Iberdrola | 13,01 MW |
| Daivões | Iberdrola | 16,89 MW |
| Padroselo | Iberdrola | 11,64 MW |
| Gouvães | Iberdrola | 17,47 MW |
| Foz Tua | EDP | 31,39 MW |
| Fridão | EDP | 12,1 MW |
| Alvito | EDP | 7,1 MW |
| Baixo Sabor | EDP | 26,26 MW |
| Ribeiradio | EDP | 15,3 MW |
| Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde I e Paradela II | *Reforços de potência | 14,54 MW |

Somados estes valores temos um total de 175 MW.

A energia bruta produzida média é de cerca de 700 MWh, sendo que 525 MWh são de origem eólica e 175 MWh, como referido, de origem hídrica. Uma vez que apenas se pode recuperar três quartos da energia devido às perdas, temos que o valor de energia eólica a armazenar é de 700 MWh. Assim, são gastos cerca de 175 MWh em perdas o que equivale à produção de origem hídrica.

A barragem de Padroselos foi recentemente chumbada pelo Ministério do Ambiente por causa do mexilhão do rio. No entanto, a Iberdrola anunciou que ou constrói uma barragem noutro local da mesma bacia hidrográfica ou redistribui a potência pelas outras três barragens mantendo assim a mesma potência instalada.

**Figura 5.14** – Mexilhão do rio.

O amortecimento do investimento total vai provocar um aumento de cerca de 6 % na tarifa de electricidade.

O PNBEH, criado em 2007, fixa uma meta de 7000 MW de potência hidroeléctrica a alcançar até 2020.

Segundo o Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente (GEOTA), o PNBEPH falha em questões fundamentais ao nível dos seus objectivos. A prioridade da política energética deveria ser investir em novas formas de produção, conservação e transporte de energia, cujo desenvolvimento vai sendo adiado por projectos como este.

O conjunto do PNBEPH representa menos de 1% da energia final do País. Investimentos em uso eficiente da energia têm uma relação custo/eficácia até dez vezes melhor que o PNBEPH, para indicadores chave como a dependência energética e a emissão de gases de efeito de estufa [50].

Em termos ambientais, o GEOTA defende que o aumento da capacidade instalada através da construção de novos aproveitamentos com bombagem para complementar a energia eólica é severamente prejudicial quando comparado com a instalação de sistemas de bombagem em barragens já existentes.

Além disso, a forte aposta no armazenamento de energia por bombagem desincentiva a aplicação de soluções inovadoras, descentralizadas e de menor impacte [50].

Para o GEOTA, uma redução nos consumos e uma melhoria na eficiência energética do País, em especial apostando em medidas de redução das pontas, cumpririam o mesmo objectivo de melhorar a fiabilidade e segurança do funcionamento do sistema eléctrico português [50].

E concluem dizendo que o PNBEPH "é de interesse marginal à escala nacional e tem uma péssima relação custo/benefício. Existem alternativas melhores, social, ambiental e economicamente, para cumprir os supostos objectivos do empreendimento" [50].

Em relação aos reforços de potência anunciados, o GEOTA defende que este aumento de potência instalada obriga a investimentos proporcionalmente maiores. Referem que a Potência instalada e os investimentos directos serão cerca do "dobro dos números do PNBEPH (sem contar com os custos de minimização e compensação de impactes, nem custos indirectos

como os impactes sociais e ecológicos efectivos, ou os potenciais económicos perdidos por exemplo em matéria de turismo de natureza)" [50].

## 5.1 - Criação de emprego

Segundo um estudo efectuado pelo Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente (GEOTA), o PNBEPH contraria uma política energética eficaz, desprezando o uso eficiente da energia, em favor de soluções de baixa rentabilidade e elevado impacte ambiental; contraria o planeamento integrado dos recursos hídricos, desprezando impactes cumulativos como riscos para as populações, biodiversidade e caudais sólidos; contribui pouco para o seu suposto principal objectivo, o combate às alterações climáticas, impedindo de facto soluções alternativas mais eficazes; implicará impactes sócio-económicos mais negativos do que positivos; não garante a viabilidade económica da maioria das barragens, permitindo antever mais um "conjunto de sumidouros de dinheiros públicos"; não cumpre a lei nem a boa prática de avaliação ambiental estratégica.

O estudo do GEOTA defende que a aprovação do PNBEPH é um erro grave, que o país pagará severamente nas próximas décadas.

Este estudo defende também que "o pacote de barragens agora proposto pelo Governo permitirá satisfazer apenas uns míseros 3% da procura" e remata que "o PNBEPH propõe uma pseudo-solução com o triplo do custo, um terço da eficácia e um impacte incomparavelmente pior que a alternativa "uso eficiente da energia"" [51].

O PNBEPH defende a criação de milhares de empregos. Não deixa de ser verdade que a construção das barragens criará milhares de empregos temporários. No entanto, hoje em dia as centrais hídricas são automatizadas e telecomandadas. Sendo assim, empregam pouca gente quando em exploração normal. Os dez novos aproveitamentos vão criar apenas cerca de uma centena de empregos fixos, embora durante a sua construção crie muitos empregos temporários.

O jornal Expresso em Maio de 2009 cita um administrador da EDP que diz que o número de empregos permanentes nas novas barragens será apenas de 85.

# Capítulo 6

# Conclusões e trabalho futuro

Neste capítulo são apresentadas as conclusões da dissertação, bem como as perspectivas futuras.

## 6.1 - Conclusões

A produção de energia eólica depende do vento e da sua volatilidade. Em Portugal, estão instalados cerca de 3357 MW de potência sendo que, devido às condições de vento existentes, apenas se produza uma média anual de cerca de um quarto desse valor. Além disso, e novamente devido à intermitência do vento, a produção de energia varia ao longo do dia e do ano, sendo geralmente máxima durante a madrugada, no Inverno, e mínima durante grande parte do ano.

Uma vez que a actual regulamentação mantém a obrigação de compra, por parte da rede pública, de toda a energia produzida pelos Produtores em Regime Especial, os produtores em regime especial procuram produzir sempre o máximo possível. Tal facto faz com que exista uma gama de valores muito elevada para a produção de energia renovável. Assim, esta produção, além de não controlável, é imprevisível. De modo a combater as quedas de produção, Portugal tem vindo a fazer uso de centrais termoeléctricas (Reserva Girante) devido à sua rápida resposta.

Estes incentivos fazem com que haja uma desmotivação para a inovação uma vez que premeiam a tecnologia existente. Ao fixarem diferentes valores para cada tipo de energia renovável fazem com que um tipo de tecnologias seja mais rentável que outras resultando em pouca competição entre as diferentes tecnologias de energias renováveis.

Como geralmente, o consumo de energia em Portugal é mínimo durante a madrugada coincidindo com a altura em que a produção eólica é máxima, pode acontecer que, e como já sucedeu em Dezembro de 2009, a produção seja superior ao consumo. Isto resolveu-se vendendo a custo zero a energia excedente a Espanha. No entanto, e uma vez que a rede

pública é obrigada a comprar toda a energia produzida pelos PRE's, os promotores receberam 9 cêntimos por kWh, traduzindo-se numa perda nacional de milhões de euros.

Se Portugal continuar a investir, como pretende, em energias renováveis não controláveis, os problemas poderão ser agravados. Vários estudos apontam para o facto de que a partir de um certo valor de energia, esta será sempre excedente e Portugal pretende ter 25 % de produção eólica. Actualmente Portugal é o segundo país com maior percentagem de produção eólica em relação à produção total de energia com 15 %, sendo apenas ultrapassado pela Dinamarca com 20 %. No entanto, a solução de fazer escoar a energia para Espanha pode não ser viável uma vez que, para além da perda de dinheiro, a Espanha é o terceiro país com maior percentagem de produção eólica em relação à produção total e a correlação entre a meteorologia portuguesa e a espanhola é elevada.

Existem várias tecnologias para armazenar essa energia eólica em excesso. Os mais conhecidos são: o armazenamento hídrico ou bombagem de água; as Baterias; Ar comprimido; as Flywheels; Térmico; Supercondutores; e Hidrólise.

Sendo Portugal um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar, elaborou-se o PNBEPH de modo a solucionar o problema de excesso de energia eólica em Portugal através da construção de aproveitamentos com capacidade de bombagem. Estes fazem uso das suas albufeiras para bombar água para jusante, consumindo energia eólica. Esta energia potencial armazenada na albufeira é depois turbinada quando a procura assim o exija.

Portugal vai ser pioneiro no uso dos aproveitamentos hidroeléctricos para armazenar grandes quantidades de energia eólica.

No processo de bombagem, perde-se cerca de um terço da energia uma vez que ao bombar a água para a albufeira existem perdas devido ao atrito nas condutas de água da central. Assim, por cada 4 kWh gastos na bombagem apenas se produzem 3 kWh na turbinagem. A energia bruta produzida média pelos aproveitamentos será de cerca de 700 MWh, sendo que 525 MWh são de origem eólica e 175 MWh de origem hídrica. Uma vez que apenas se pode recuperar três quartos da energia devido às perdas, temos que o valor de energia eólica a armazenar é de 700 MWh. Assim, são gastos cerca de 175 MWh em perdas o que equivale à produção de origem hídrica.

Além disso, a forte correlação entre chuva e vento fazem prever que em alturas de muita chuva as albufeiras podem encher, coincidindo com alturas de grande vento e, consequentemente, forte produção eólica. Neste caso, e uma vez que as albufeiras se encontram cheias, não será possível armazenar energia eólica.

Esta solução traduz-se num investimento caríssimo.

Uma outra solução seria não investir demasiado nas fontes de energia intermitentes e investir nas hidroeléctricas não para armazenamento mas para produção somente. Assim, quando existisse excesso de energia poder-se-ia desligar as hídricas, reservando a água para

alturas em que a procura o exigisse. E nessas alturas, se a energia não fosse suficiente para cobrir o consumo, recorrer-se-ia às termoeléctricas de resposta rápida.

Para além disso, as energias renováveis provocam um sobrecusto ao preço da energia e vários estudos internacionais defendem que por cada emprego temporário criado pelas energias renováveis, é destruído um duradouro.

Cerca de 75% do emprego directo que a indústria eólica oferecia em 2007 eram na Alemanha (38 mil empregos), na Dinamarca (23 mil e 500 empregos) e na Espanha (20 mil e 500). Portugal apenas empregava cerca de 800 pessoas. Com o aparecimento da fábrica da Enercon (empresa alemã) em Viana do Castelo, foram criados cerca de mais 2000 postos de trabalho em Portugal.

O número reduzido de empregos criados pela energia eólica deve-se ao facto de Portugal ter investido na eólica como consumidor, importando assim a maior parte das eólicas e não investindo na Investigação & Desenvolvimento, ao contrário de países como a Dinamarca, a Alemanha e a Espanha, não tendo qualquer domínio sobre a tecnologia.

Ainda assim, numa fase inicial são criados empregos. O número de empregos vai depois baixando e o sobrecusto no preço de energia provocado pelas energias renováveis faz com que haja uma retracção na economia.

O forte investimento na energia eólica está a fazer com que os melhores locais para a instalação de parques eólicos se esgotem, o que pode provocar o insucesso da empresa Enercon em Portugal e consequentemente ao despedimento dos seus trabalhadores. O esgotamento do potencial eólico nacional obriga a que a Enercon Portugal tenha de exportar a sua produção. Tal não se avizinha fácil uma vez que os mercados europeus ou estão também perto de esgotar o seu potencial eólico ou protegem os seus fabricantes nacionais, além de que o custo de transporte das turbinas é elevadíssimo (mais de 20% do preço total).

# Referências


[1] Direcção Geral de Energia e Geologia. Disponível em http://www.dgge.pt/. Último acesso em Junho de 2010

[2] Manuel Collares Pereira, "Energias Renováveis: a Opção Inadiável", editado pela Sociedade Portuguesa de Energia Solar

[3] U.S. Energy Information Administration, Disponível em http://www.eia.doe.gov/. Último acesso em Junho de 2010

[4] BP, "BP Statistical Review of World Energy", 2007

[5] Alt Energy Stocks, Disponível em http://www.altenergystocks.com/archives/energy_storage. Último acesso em Junho de 2010

[6] European Commission World Energy, "Technology and Climate Policy, Outlook – 2030 – Weto – H2", European Comities, Brussels, 2006

[7] Fernando Pires Maciel Barbosa, "Gestão de Energia", Faculdade de Engenharia, Dezembro de 2009

[8] Cool Williams Town, "About the Climate Changes". Disponível em http://coolwilliamstown.org/?page_id=4. Último acesso em Junho de 2010

[9] Parlamento Europeu, disponível em http://www.europarl.europa.eu/news/expert/background_page/064-44005-343-12-50-911-20081208BKG44004-08-12-2008-2008-false/default_pt.htm. Último acesso em Junho 2010

[10] Vattenfall. Disponível em www.vattenfall.com. Último acesso em Junho de 2010

[11] International Energy Agency, "Renewables In Global Energy Supply", 2006

[12] Ministério Do Ambiente Do Ordenamento Do Território e Do Desenvolvimento Regional, "Declaração de impacte ambiental", Fase Exploração ponto 9

[13] Young Reporters for the environment, disponível em http://www.youngreporters.org/article.php3?id_article=756. Último acesso em Junho de 2010

[14] Parque Eólico do Outeiro, Estudo de Impacte Ambiental, Resumo não técnico, PROFICO AMBIENTE, Julho 2002

[15] Jornal Portugal Diário, “Energia eólica: Portugal em 6º lugar no ranking europeu”. 3 de Fevereiro de 2010

[16] Noticia do Jornal Expresso, 15 Maio 2010, disponível em http://aeiou.expresso.pt/ambiente-parque-eolico-com-geradores-com-sensores-que-param-ao-detetar-aves-e-inaugurado-no-domingo-no-algarve=f583029

[17] Imagem 8, Disponível em http://2.bp.blogspot.com/_sNsdqm0Cixc/Sb9ZMDYIRVI/AAAAAAAAAKo/F_MkTCMO-cw/s400/imagem+8.bmp. Ultimo acesso em Junho de 2010

[18] Associação e-LEE, disponível em http://elee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Generalites/GeneralitesEolien2.htm. Último acesso em Junho de 2010

[19] Cristina Camus e Eduardo Eusébio, ISEL, Instituto Superior Engenharia Lisboa, Gestão de Energia, Março 2006

[20] i-windsurf.com. Disponível em http://www.iwindsurf.com/. Último acesso em Junho de 2010

[21] Cláudio Monteiro. Energia eólica - apontamentos de energia eólica e solar, FEUP. 2008

[22] Renewable Energy World. Disponível em http://www.uni-hildesheim.de/~irwin/inside_wind_turbines.html. Último acesso em Junho de 2010

[23] Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, “Produção de Energia Eléctrica em Regime especial”, 2007/2006

[24] Direcção Geral de Energia e Geologia. Disponível em http://www.dgge.pt/. Último acesso em Junho de 2010

[25] Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE). Disponível em www.erse.pt. Último acesso em Junho de 2010

[26] Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIP). Disponível em www.omip.pt. Último acesso em Junho de 2010

[27] Tim Ernest, P.E., “Wind Energy Storage”, 2010

[28] REN, Informação Sobre Produção Em Regime Especial (PRE) *Portugal Continental, Março de 2010

[29] Europe Union Maps, “Western europe wind map”, disponível em http://www.europeanunionmaps.com/tag/western-europe-wind-map/. Último acesso em Junho de 2010

[30] Wind energy, the facts. “Understanding Variable Output Characteristics of Wind Power: Variability and Predictability”. Disponível em http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-2-wind-power-variability-and-impacts-on-power-systems/understanding-variable-output-characteristics-of-wind-power-variability-and-predictability.html. Último acesso em Junho de 2010

[31] European Wind Energy Association, “The Economics of Wind Main Report”. Março de 2009

[32] EDP, "Relatório e Contas 2006 – Caderno Institucional e do Governo da Sociedade", 2006

[33] Ciência Solar, Disponível em http://divulgarciencia.com/categoria/solar/. Último acesso em Junho de 2010

[34] European Wind Energy Association. Disponível em www.ewea.com. Último acesso em Junho 2010

[35] Câmara Municipal Viana do Castelo. Ecos do município.2ª Série. Número 16. Viana do Castelo. Janeiro/Fevereiro 2009

[36] Universidade Rei Juan Carlos, "Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources", Março 2009

[37] Leonardo Energy - The Global Community for Sustainable Energy Professionals, "Employment effects of renewable energy policy". Disponível em http://www.leonardo-energy.org/employment-effects-renewable-energy-policy. Último acesso em Junho de 2010

[38] S. Krohn, P. Morthorst, S. Awerbuch, "The Economics of Wind Energy", European Wind Energy Association, Março 2009

[39] Rede Energética Nacional, "A Energia Eólica em Portugal", REN, 2009

[40] World Wind Energy Association, "World Wind Energy Report", WWEA, 2009

[41] Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol. Disponível em www.omel.es. Último acesso em Junho 2010

[42] Rede Energética Nacional. Disponível em www.ren.pt. Último acesso em Junho 2010

[43] Green Islands, Disponível em http://www.green-islands-azores.uac.pt/. Último acesso em Junho de 2010

[44] Veículos eléctricos, Pós e contras. Disponível em http://www.veiculoselectricospt.com/pros-e-contras/. Último acesso em Junho de 2010

[45] Site oficial da Volvo. Disponível em www.volvo.com. Último acesso em Junho 2010

[46] Site oficial da Nissan. Disponível em http://www.nissan.pt/?cid=pselectricvehiclePT_ptelectricvehicleomdggS&kw=leaf_nissan#vehicles/electricvehicles/leaf. Último acesso em Junho de 2010

[47] Jornal de Negócios, Disponível em http://www.jornaldenegocios.pt/index.php?template=FIX_COMENTARIOS&id=418725&idCom=7. Último acesso em Junho de 2010

[48] Programa Nacional de Barragens, Memória do Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH), Novembro 2007

[49] Instituto Francisco Sá Carneiro, Programa do XVIII Governo Constitucional, Parte Respeitante à Energia, Fevereiro de 2010

[50] Movimento Cidadania para o Desenvolvimento no Tâmega, “Parecer sobre o estudo de impacte ambiental dos Aproveitamentos Hidroeléctricos de Gouvães, Padroselos, Alto Tâmega e Daivões”, 2010

[51] Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente (GEOTA), Disponível em http://www.geota.pt/scid/geotaWebPage/defaultArticleViewOne.asp?categoryID=741&articleID=1951. Último acesso em Junho de 2010