

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Papel do armazenamento de energia em sistemas
energéticos com elevada penetração de renováveis:
avaliação do potencial para Portugal

Tiago Mourão Pires

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2014

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Papel do armazenamento de energia em sistemas
energéticos com elevada penetração de renováveis:
avaliação do potencial para Portugal

Tiago Mourão Pires

Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de

João Almeida Serra (FCUL)

2014

Difficulties are just things to overcome after all.

Sir Ernest Shackleton

Agradecimentos

Ao Professor João Serra, orientador deste trabalho, pela ajuda disponibilizada, pela abertura demonstrada para discutir métodos e ideias e, acima de tudo, pela supervisão científica deste trabalho, contribuindo de forma decisiva para o seu sucesso.

A todos os professores que, ao longo do curso, me fizeram desenvolver um genuíno gosto pela Ciência, demonstrando como pode ser aplicada para enfrentar os desafios ambientais e energéticos com os quais somos e seremos confrontados.

Aos meus amigos que, tendo ou não consciência do seu papel e cada um à sua maneira, foram essenciais em todo o meu percurso.

À minha família, pais e irmão, por tudo.

Abstract

Worldwide economic development has posed a series of challenges including the energy supply problem, seen from a holistic perspective, given some economic and environmental constraints. Therefore the renewable energy sources have raised awareness in the last decades given their environmental benefits and economic potential.

The geographical and temporal variability of the renewable resources places a barrier to their integration in the electric power system which is based on the electric grid where, due to technical reasons, the balance between generation and consumption must be zero in every moment. To berth this variability there are some possible paths:

- 1) Improved meteorological forecasts in order to optimize power generation resources in every moment of the day.
- 2) Geographical spread of the variable power sources so that the cumulative generation is more stable.
- 3) Power grid capacity reinforcement in order to drain generation excesses and have support in case of variable generation decrease.
- 4) Use of grid-scale storage technologies to satisfy demand.

The goal of this paper is to study the application of different storage solutions to a system with a high penetration of renewable energy like Portugal. At first the storage technologies state-of-the-art will be characterized. Afterwards, the model will be validated using generation and consumption data relative to the Portuguese electric power system, used as a validation and reference scenario. Ultimately, an energy modeling system will be used to build different scenarios characterized by renewable energy penetration, applied storage technologies, transmission line capacity and energy costs.

Keywords

energy, storage, renewables, Portugal, modeling

Resumo

O desenvolvimento económico à escala global tem colocado uma série de desafios entre os quais se destaca o problema do abastecimento energético, visto numa perspectiva integrada, atendendo por isso a constrangimentos económicos e ambientais. Assim, têm ganho relevância na últimas décadas as fontes renováveis de energia pelos seus benefícios ambientais e potencial económico.

A variabilidade geográfica e temporal dos recursos renováveis coloca um obstáculo à sua integração numa sistema electroprodutor que assenta numa rede eléctrica onde, por razões de estabilidade técnica, o balanço entre produção e consumo deve ser nulo em cada momento. Para acomodar esta variabilidade existem diferentes caminhos possíveis:

- 1) Melhoria da previsão meteorológica de modo a rentabilizar a alocação de recursos para produção de electricidade a cada momento.
- 2) Disseminação geográfica das fontes de produção variável de modo a obter uma curva de produção acumulada mais estável.
- 3) Investimento na rede de transmissão de modo a escoar excessos e ter apoio em caso de diminuição de produção.
- 4) Utilização de tecnologias de armazenamento de energia, à escala do sistema electroprodutor, que possibilitem garantir o abastecimento.

O objectivo do trabalho passa por estudar a aplicação de diferentes soluções de armazenamento, num sistema com elevada penetração de energias renováveis, como por exemplo Portugal. Numa primeira fase, caracteriza-se o estado da arte das tecnologias de armazenamento. Depois, o modelo deverá ser validado com dados de produção e consumo relativos ao sistema energético português, que será usado como cenário de validação e referência. Por fim, pretende-se usar um sistema de modelação energética para construir diferentes cenários caracterizados pela penetração de renováveis, aplicação de armazenamento de energia, capacidade de interligação da rede eléctrica e custos associados da energia.

Palavras-chave

energia, armazenamento, renováveis, Portugal, modelação

Índice

Agradecimentos.....	iv
Abstract	v
Keywords	v
Resumo.....	vi
Palavras-chave.....	vi
Índice.....	vii
Índice de Figuras	xi
Índice de Tabelas.....	xiii
Lista de Acrónimos e Abreviaturas	xv
1. Introdução.....	1
2. Evolução do Paradigma Energético.....	6
2.1 Breve história da energia e da Humanidade	6
2.2 Insustentabilidade do paradigma fóssil	7
2.2.1 Recursos finitos	7
2.2.2 Alterações Climáticas	7
2.3 Padrões de consumo: o presente e o futuro	8
3. Sistema Electroprodutor Nacional.....	11
3.1 Evolução Histórica	11
3.2 Produção.....	12
3.3 Transporte.....	13
3.4 Distribuição	15
3.5 Comercialização	16
3.6 Regulação	16
3.7 Perspectivas Futuras	16
3.7.1 Eólica.....	16
3.7.2 Hídrica.....	16
3.7.3 Solar	17
3.7.4 Biomassa	17

3.7.5	Oceânica	17
3.7.6	Geotérmica	18
3.7.7	Biogás	18
3.7.8	Térmica.....	18
4.	Integração de energias renováveis no sistema eléctrico	19
4.1	Variabilidade dos recursos renováveis	19
4.1.1	Hídrica	19
4.1.2	Geotérmica	19
4.1.3	Biomassa	19
4.1.4	Solar	19
4.1.5	Eólico.....	20
4.1.6	Ondas e Marés	20
4.2	Soluções para a integração das FER.....	21
4.2.1	Centrais de <i>backup</i>	21
4.2.2	Armazenamento.....	21
4.2.3	Previsão Meteorológica	22
4.2.4	Rede de Transmissão.....	23
4.2.5	Geração Distribuída.....	23
4.2.6	<i>Demand Side Response</i>	24
4.2.7	<i>Virtual Power Plants</i>	25
5.	Tecnologias de Armazenamento	26
5.1	PHS – Pumped Hydroelectric Storage	27
5.2	CAES – Compressed Air Energy System	29
5.3	TES – Thermal Energy Storage.....	30
5.4	FES – Flywheel Energy Storage	31
5.5	SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage.....	32
5.6	BEES – Battery Energy Storage System	33
5.6.1	Ácido – Chumbo	33
5.6.2	Níquel – Cádmio	34

5.6.3	Iões de Lítio.....	34
5.6.4	Sais Fundidos	34
5.6.5	Fluxo.....	35
5.6.6	V2G – Vehicle To Grid	36
5.7	Ultracondensadores	36
5.8	Hidrogénio.....	37
5.9	Combustíveis Solares	38
6.	Modelação do Sistema Eléctrico	39
6.1	Caracterização do modelo EnergyPLAN	39
6.1.1	Inputs.....	40
6.1.2	Optimização.....	40
6.2	Exemplos de aplicação do software	41
7.	Cenários.....	43
7.1	Cenário A - Referência.....	44
7.1.1	Tratamento de dados	44
7.1.2	Validação do modelo.....	45
7.2	Cenário B.....	47
7.3	Cenário C.....	48
7.4	Cenário D	48
8.	Resultados	50
8.1	Optimização Técnica.....	50
8.1.1	Análise Técnica	50
8.1.2	Análise Económica.....	52
8.1.3	Análise Ambiental.....	55
8.2	Optimização Económica.....	56
8.2.1	Análise Técnica	56
8.2.2	Análise Económica.....	58
8.2.3	Análise Ambiental.....	59
8.3	Riscos	61

8.3.1	Disponibilidade do recurso hídrico	61
8.3.2	Segurança do abastecimento.....	61
8.3.1	Variabilidade do preço dos combustíveis.....	61
9.	Conclusão.....	63
10.	Bibliografia.....	66
Anexos.....		74
Anexo I – Caracterização do cenário A.....		74
Anexo II – Evolução do consumo de electricidade.....		77
Anexo III – Evolução da potência instalada no SEN		78
	Centrais Termoeléctricas	78
	Centrais Hidroeléctricas	78
	Interligação.....	80
	Produção em Regime Especial (PRE).....	81
Anexo IV – Evolução dos custos de combustível e CO ₂		83
Anexo V – Caracterização do cenário B		84
Anexo VI – Caracterização do cenário C.....		86
Anexo VII – Caracterização do cenário D		88
Anexo VIII – Análise Económica do Sistema Electroprodutor		90
	Potência Instalada, P_t	90
	Energia Produzida, E_t	90
	Custo de Investimento, C_{INV}	91
	Custo Variável de Operação e Manutenção, $C_{O\&M}$	91
	Custo de Combustível, C_{COMB}	92
	Custo de Carbono, C_{CARB}	93
	Custo Marginal, C_{MARG}	93
	Custo Médio, C_{MED}	94

Índice de Figuras

Figura 1 – Evolução da contribuição de cada fonte de energia primária [3].	1
Figura 2 - Histórico da evolução da potência instalada FER em Portugal [6].	2
Figura 3 - Integração dos sistemas de armazenamento na rede eléctrica [8].	3
Figura 4 - Potência e tempo de descarga típicos de cada tecnologia de armazenamento e campo de aplicação [11].	3
Figura 5 - Componentes envolvidos no cálculo horário realizado pelo EnergyPLAN [13].	4
Figura 6 - Quotas dos combustíveis consumidos no período entre 1000 A.C. e 2000 D.C. [15].	6
Figura 7 - Estimativa original de Hubbert para a produção mundial de petróleo [16].	7
Figura 8 - Indicadores de alteração do ciclo global do carbono: (a) concentrações atmosféricas em Mauna Loa, Havai (a vermelho) e no Pólo Sul (a preto); (b) medidas de pH e concentração superficial de dióxido de carbono em três estações de monitorização [19].	8
Figura 9 - Previsões da IEA acerca da procura de energia primária em três cenários distintos [21].	8
Figura 10 - Consumo <i>per capita</i> no ano de 2012 em Mtoe evidenciando as profundas assimetrias existentes [22].	9
Figura 11 - Evolução das fontes usadas para a satisfação do consumo de electricidade em Portugal; destaque para o crescimento da eólica e potencial de crescimento de outras renováveis [23].	9
Figura 12 - Evolução da dependência energética de Portugal em anos recentes [24].	10
Figura 13 – Ilustração da Praça da República em Braga, do final do século XIX, evidenciando o sistema de iluminação pública, inovador na época [25].	11
Figura 14 - Representação esquemática do SEN e da sua interacção com os dois mercados de electricidade [27].	12
Figura 15 - Evolução da potência instalada no SEN na última década. Destaque para o crescimento da parcela PRE, em especial da componente eólica [23].	13
Figura 16 - Rede de transporte de electricidade em 1951, operada a 150kV. Adaptado de [30].	14
Figura 17 - Vista de jusante da barragem do Castelo do Bode, ponto nevrálgico da Rede Primária, à data da sua inauguração em 1951 [31].	15
Figura 18 - Evolução do comprimento da Rede Nacional de Distribuição, adaptado de [32].	15
Figura 19 - Evolução estimada da capacidade instalada FER, para o período até 2020 [6].	17
Figura 20 - Escalas de tempo relevantes na variabilidade dos recursos renováveis [7].	20
Figura 21 - Impacto da melhoria das previsões meteorológicas na necessidade de <i>backup</i> , para diferentes penetrações de energia eólica [7].	22
Figura 22 - Previsão e produção em parques eólicos com telemedidas da REN a 24/Maio/2014 [38].	22
Figura 23 - Relação entre horizontes de previsão, modelos usados e actividades relacionadas [39].	23
Figura 24 - Efeito de alisamento para 1000MW instalados num mesmo parque eólico (a verde) ou num conjunto de parques distribuídos (a roxo) [7].	24

Figura 25 - Impacto do armazenamento de energia na concepção do sistema electroprodutor e potencial de redução do sobredimensionamento de equipamentos de produção, transmissão e distribuição. Imagem adaptada de [43].	27
Figura 26 - Diagrama típico de uma central PHS [44].	28
Figura 27 - Diagrama típico de uma central CAES [42].	30
Figura 28 - Exemplo de sistema de armazenamento de calor num material refractário [43].	31
Figura 29 - Diagrama de um sistema FES típico [43].	32
Figura 30 - Representação esquemática de um sistema SMES [52].	33
Figura 31 - Funcionamento de uma bateria de sais fundidos NaS durante a carga e descarga [54].	34
Figura 32 - Representação esquemática de uma bateria de fluxo do tipo VRB [54].	35
Figura 33 - Integração de uma frota de EV na rede eléctrica [56].	36
Figura 34 - Representação esquemática de um ultracondensador [52].	36
Figura 35 - Utilização do armazenamento de electricidade com recurso a hidrogénio [57].	37
Figura 36 - Representação esquemática do modelo EnergyPLAN [13].	39
Figura 37 - Esquema de tratamento de dados: desde os originais da REN até às distribuições utilizáveis em EnergyPLAN.	45
Figura 38 - Comparação dos perfis de produção de algumas tecnologias entre os resultados do EnergyPLAN (linha) e dados da REN (pontos).	46
Figura 39 - Comparação dos perfis de produção da térmica e da hídrica com albufeira, entre os resultados do EnergyPLAN (linha) e dados da REN (pontos).	46
Figura 40 - Repartição da produção por tecnologia para os cenários considerados.	50
Figura 41 - Diagrama de produção no dia de ponta anual de consumo nos 4 cenários considerados. ..	52
Figura 42 - Composição dos custos de investimento associados a cada cenário.	53
Figura 43 - Composição dos custos marginais nos cenários considerados.	53
Figura 44 - Composição do custo médio da electricidade, por MWh.	54
Figura 45 - Emissões de CO2 nos cenários em estudo.	55
Figura 46 - Repartição de produção nos cenários considerados com optimização económica.	56
Figura 47 - Diagrama de procura e oferta de energia, na 1ª semana de Janeiro, para o cenário C.	57
Figura 48 - Composição dos custos marginais com optimização económica.	58
Figura 49 - Composição do custo médio da electricidade, por MWh, com optimização económica.	59
Figura 50 - Emissões de CO2 nos cenários com optimização económica.	60
Figura 51 - Custo médio para cada conjunto de preços de combustíveis.	62

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Características técnicas básicas de tecnologias de armazenamento de energia, por categoria de aplicação [10].	26
Tabela 2 - Parâmetros técnicos essenciais para caracterizar os cenários do Sistema Electroprodutor Nacional a simular no <i>EnergyPLAN</i>	43
Tabela 3 - Parâmetros económicos essenciais para caracterizar os cenários do Sistema Electroprodutor Nacional a simular no <i>EnergyPLAN</i>	43
Tabela 4 - Excerto dos dados da REN, em MW [71].	44
Tabela 5 - Comparação entre resultados obtidos com <i>EnergyPLAN</i> e dados da REN.	45
Tabela 6 - Comparação da potência média mensal entre os dados da REN e os resultados obtidos com recurso ao <i>EnergyPLAN</i>	47
Tabela 7 - Evolução da potência instalada no sistema electroprodutor, capacidade de interligação, armazenamento e consumo em cada um dos cenários considerados.....	49
Tabela 8 - Penetração de fontes de energia renováveis nos cenários considerados.	51
Tabela 9 - Integração da produção variável nos cenários considerados.....	51
Tabela 10 - Lucro obtido com a importação/exportação de energia em cada cenário.	54
Tabela 11 - Parâmetros usados para a análise ambiental dos cenários considerados.	55
Tabela 12 - Penetração de fontes de energia renováveis nos cenários considerados, com prioridade à bombagem.	57
Tabela 13 - Lucro obtido com a importação/exportação de energia.	59
Tabela 14 - Análise ambiental dos cenários com optimização económica.	59
Tabela 15 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário A.....	74
Tabela 16 - Referências bibliográficas dos parâmetros económicos do cenário A.	75
Tabela 17 - Evolução do consumo de electricidade no período 2010-2050 em GWh.	77
Tabela 18 - Datas de entrada ao serviço e descomissionamento das centrais térmicas.....	78
Tabela 19 - Evolução da potência termoeléctrica instalada em regime PRO, em MW.....	78
Tabela 20 - Cronograma da data de entrada ao serviço das novas centrais hidroeléctricas. Nota: (1) - Reforço de potência.....	79
Tabela 21 - Entrada ao serviço das centrais equipadas com bombagem hidroeléctrica.	79
Tabela 22 - Queda e volume do reservatório considerados para estimar a capacidade de armazenamento das novas centrais hidroeléctricas.	80
Tabela 23 - Potência hidroeléctrica instalada (MW), capacidade de armazenamento (GWh) e afluência de água às albufeiras para os cenários considerados (TWh/ano).	80
Tabela 24 - Evolução prevista da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha, no âmbito do MIBEL, em MW.	80
Tabela 25 - Evolução da potência instalada em regime PRE, em MW.....	81
Tabela 26 - Evolução dos combustíveis usados nas centrais térmicas PRE, em TWh/ano.....	82
Tabela 27 - Evolução do preço dos combustíveis e do carbono.....	83

Tabela 28 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário B.....	84
Tabela 29 - Referências usadas para caracterizar economicamente o cenário B.	85
Tabela 30 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário C.....	86
Tabela 31 - Referências usadas para caracterizar economicamente o cenário C.	87
Tabela 32 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário D.....	88
Tabela 33 - Referências usadas para caracterizar economicamente o cenário D.	89
Tabela 34 - Potência instalada por tecnologia nos cenários considerados, em MW.	90
Tabela 35 - Energia produzida anualmente por cada tecnologia em MWh.....	90
Tabela 36 - Custos de investimento nos cenários considerados.	91
Tabela 37 - Custos de O&M não contemplados no EnergyPLAN.....	91
Tabela 38 - Custos variáveis de operação e manutenção nos cenários considerados.....	92
Tabela 39 - Combustível utilizado para produção de energia em TWh.	92
Tabela 40 - Custos de combustível em cada cenário considerado.	92
Tabela 41 - Conteúdo em carbono dos combustíveis usados em kg/MWh.....	93
Tabela 42 - Custos das emissões de carbono nos cenários considerados.	93
Tabela 43 - Custo marginal de produção de electricidade em cada cenário.....	94
Tabela 44 - Custo médio da electricidade em cada cenário considerado.	94

Lista de Acrónimos e Abreviaturas

AA-CAES – Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage

AIE – Agência Internacional de Energia

BESS – Battery Energy Storage System

CAES – Compressed Air Energy Storage

CHP – Combined Heat and Power (Cogeração)

CSP – Concentrated Solar Power

EDP – Electricidade de Portugal

EPRI – Electric Power Research Institute

FER – Fonte de Energia Renovável

FES – Flywheel Energy Storage

HVDC – High Voltage Direct Current

IOPAC - Inverse Offshore Pump Accumulation Station

ISO – Independent System Operator

MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

NWP - Numerical Weather Prediction

PCM – Phase Change Materials

PHS – Pumped Hydroelectric Storage (Bombagem Hidroelétrica)

PSB - Célula de combustível regenerativa

REN – Redes Energéticas Nacionais

REE – Rede Eléctrica de Espanha

SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage

STES – Sensible Thermal Energy Storage

TCS – Thermochemical Energy Storage

TES – Thermal Energy Storage

TSI - Total Sky Imager

TSO – Transmission System Operator

UPS – Uninterruptible Power Supply

UTES – Underground Thermal Energy Storage

VRB – Vanadium Redox Battery

VRLA - Valve Regulated Lead Acid

1. Introdução

Os problemas ambientais causados por acção antropogénica foram reconhecidos pela primeira vez em 1972, na conferência das Nações Unidas sobre o Homem e o Meio Ambiente, realizada em Estocolmo. Além de directrizes políticas, militares ou sociais, foram estabelecidos conceitos-chave no âmbito das ciências ambientais. Introduziram-se noções de desenvolvimento sustentável, reconhecendo-se que “a protecção do ambiente é um problema importante que afecta o bem-estar da população mundial e o desenvolvimento económico a nível mundial” [1].

Após a cimeira do Rio de Janeiro em 1992, e em preparação para a Conferência de Quioto realizada em 1997, a União Europeia reconheceu a “necessidade urgente de resolução do problema das alterações climáticas” [2]. Nesse sentido, a Comissão Europeia lançou o Livro Branco com o objectivo de promover as fontes de energia renováveis (FER) como forma de diminuir a dependência energética, aumentar a segurança do abastecimento e reduzir a emissão de gases de efeito estufa (GHG). É assim reconhecido o papel de destaque que as FER podem vir a desempenhar no combate ao efeito de estufa e na protecção do ambiente.

Mais recentemente, a Cimeira Rio+20 fez uma retrospectiva do panorama energético mundial concluindo que entre 1992 e 2008 houve um aumento de 66% na produção de energia, superior à taxa de crescimento populacional. Este facto traduz uma alteração nos padrões de consumo global. Apesar disso, comprovou-se que existe uma enorme assimetria no consumo (países desenvolvidos consomem 12x mais do que os países em desenvolvimento), apenas 13% da energia primária é renovável (incluindo uma grande fatia de biomassa usada para cozinhar e aquecimento). Por outro lado, sublinha um crescimento de 540% do investimento na área das renováveis, exprimindo o potencial de desenvolvimento do sector [3].

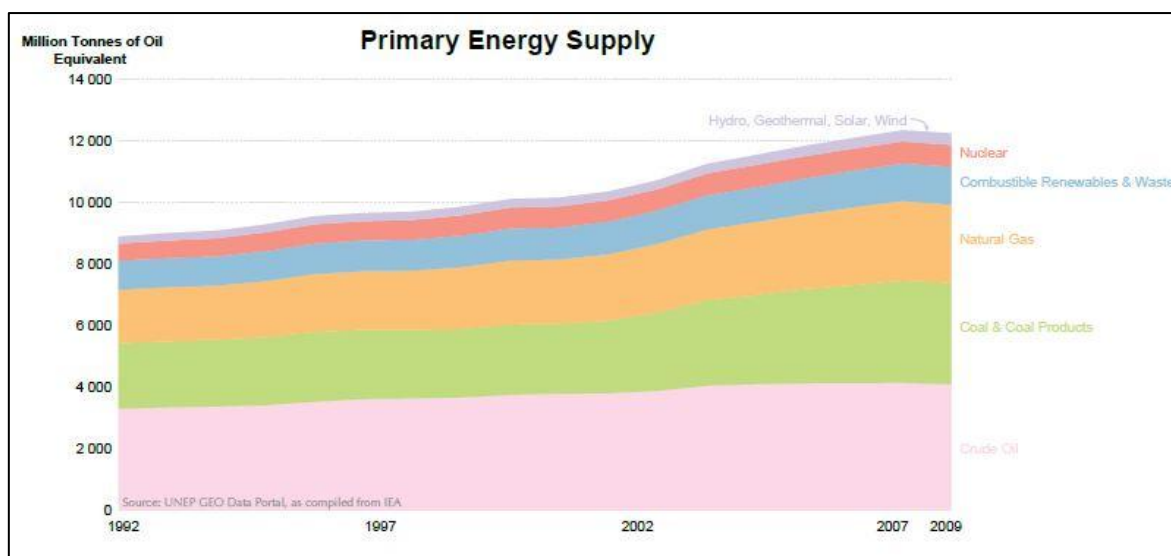


Figura 1 – Evolução da contribuição de cada fonte de energia primária [3].

O compromisso da UE com as FER foi formalizado aquando da publicação da directiva 2001/77/CE relativa à promoção de electricidade produzida a partir de FER, tomando-a como uma medida prioritária para a protecção do ambiente e desenvolvimento sustentável. Esta directiva foi revista em 2009, sublinhando a necessidade de interligação eléctrica entre países e estabelecendo uma meta concreta: 20% de redução na emissão de GHG, 20% de FER no consumo total de energia e poupança de 20% da energia até 2020, nos países da UE. Os objectivos foram depois ajustados tendo em conta a realidade de cada país; para Portugal a meta fixada é de 31% de incorporação de FER no consumo final bruto de energia final, isto é, somando o autoconsumo das centrais eléctricas e a perdas no transporte ao consumo final de energia [4]. No ano de 2009, Portugal encontrava-se nos 26% de incorporação de FER [5].

Enquadrados no objectivo 20/20/20, foram definidos pelo Governo de Portugal dois instrumentos de planeamento energético que estabelecem o modo de alcançar estas metas, tendo em conta a realidade nacional: o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) e o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER). Este último é de especial importância para este trabalho ao traçar cenários de evolução do Sistema Electroprodutor Nacional (SEN) até 2020. Destaca-se a entrada ao serviço dos novos aproveitamentos hidroeléctricos e reforços de potência constantes do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hídrico (PNBEPH), facto que vai alterar de forma profunda o parque electroprodutor do país em termos de potência instalada, em MW, e produção energética por tecnologia, em GWh. Estima-se que as medidas de apoio às energias renováveis possam reduzir a dependência energética dos 79% para os 74%, reduzir as emissões de GHG em 28.6 Mton e criar aproximadamente 70 mil postos de trabalho até 2020.

Na última década, a principal alteração registada no SEN foi o aumento enorme da capacidade eólica instalada desde os 1063MW em 2005 até aos 4409MW em 2012. Além disso, é importante registar a aposta em sistemas de bombagem hidroeléctrica (PHS – Pumped Hydro Storage) no mesmo período desde os 537MW até aos 1088MW.

De acordo com o PNAER, até 2020, o maior aumento de potência instalada será registado em aproveitamentos hidroeléctricos: aos 5337MW existentes em 2012, serão adicionados 3603MW. Além disso, a capacidade de armazenamento em sistemas PHS será de 4004MW em 2020. Estas alterações previstas permitirão cumprir a meta de FER no consumo final de energia através da incorporação de 59.6% de energia renovável na electricidade [6].

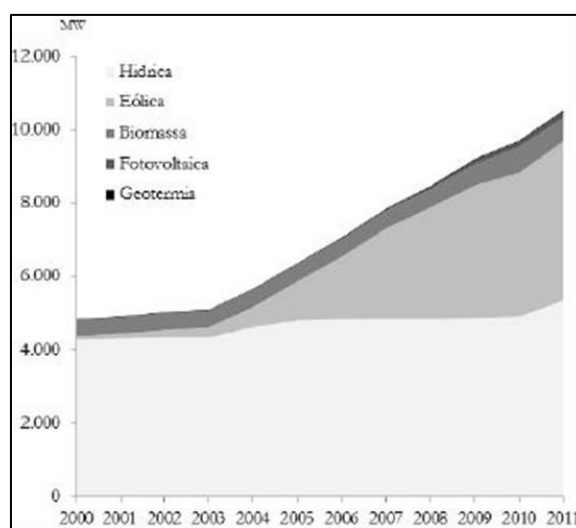


Figura 2 - Histórico da evolução da potência instalada FER em Portugal [6].

A variabilidade geográfica e temporal dos recursos renováveis coloca um obstáculo à integração das FER no sistema electroprodutor onde, por razões de estabilidade técnica, o balanço entre produção e consumo dever ser nulo a cada instante. Esta questão assume particular importância numa altura em que se assiste a uma mudança de paradigma no tocante às renováveis, passando estas a ser vistas como a base do sistema electroprodutor no futuro em vez de um complemento às formas tradicionais de produção de electricidade. Assim, a variabilidade pode tornar-se um factor limitante à disseminação das FER; no entanto, esta questão pode ser acomodada por diferentes meios [7]:

- Disseminação geográfica – interligando centrais de produção não correlacionadas em termos de velocidade do vento ou radiação solar disponível, é possível estabilizar a curva de produção acumulada ao longo do tempo, reduzindo a variabilidade.
- Previsão meteorológica – a sua melhoria permitirá rentabilizar a alocação de recursos para produção de electricidade a cada momento.
- DSR (*Demand Side Response*) – coloca a gestão da rede também nas mãos dos consumidores, permitindo suavizar picos e cavas da curva de consumo.

- d. Centrais de *backup* – actualmente são accionadas quando a produção FER não é suficiente para satisfazer o consumo, fazendo o ajuste entre oferta e procura.
- e. Rede de transmissão – o aumento da sua capacidade permite escoar excessos e ter apoio em caso de falhas de produção FER.
- f. Tecnologias de armazenamento de energia – à escala do sistema electroprodutor permitem acomodar a variabilidade das renováveis, garantindo o abastecimento.

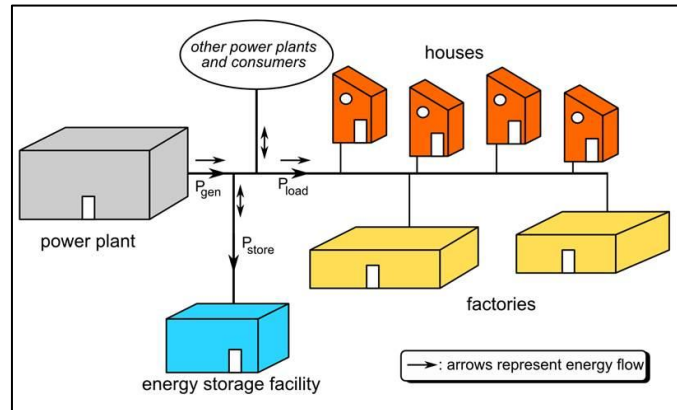


Figura 3 - Integração dos sistemas de armazenamento na rede eléctrica [8].

Este trabalho debruça-se sobre este último ponto, na medida em que “as tecnologias de armazenamento de energia serão vitais para um futuro com energia limpa, assegurando um abastecimento seguro e contínuo ao consumidor, desde uma fonte mais distribuída e intermitente” [9]. As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas de acordo com diferentes parâmetros económicos ou técnicos; uma das classificações consiste em distinguir quanto à categoria de aplicação [10]:

- a. Qualidade de Energia – Corresponde a tecnologias com baixa potência de descarga e de pequena capacidade, pelo que têm pequenos tempos de descarga. São usadas para regulação de frequência e qualidade de energia para consumo.
- b. Geração distribuída – É uma categoria intermédia com potências até 2MW e tempos de descarga na ordem de poucas horas. São aplicadas para *peak shaving* e para aliviar localmente a rede de transporte.
- c. Armazenamento em larga escala – Com potências na ordem das centenas de MW e descargas de horas, são usadas para satisfazer as flutuações de carga e como reserva girante do sistema.

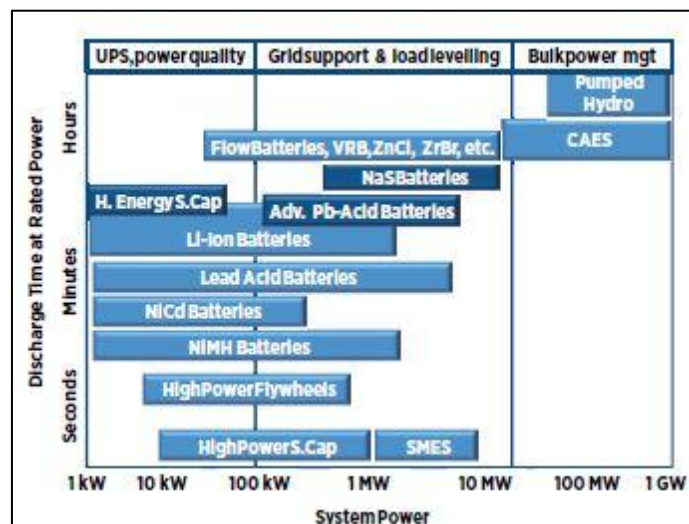


Figura 4 - Potência e tempo de descarga típicos de cada tecnologia de armazenamento e campo de aplicação [11].

Esta última categoria é a mais relevante na abordagem inerente a este trabalho visto que se trata de modelar o sistema energético à escala do país, numa perspectiva de balanço entre produção e consumo, pelo que a utilização das redes de transporte e a qualidade de energia serão abordados apenas de forma superficial. O trabalho terá como objectivo perceber como a capacidade instalada de armazenamento de diferentes tipos, pode afectar o desempenho e o custo do sistema.

A análise contida neste trabalho consiste na aplicação do modelo EnergyPLAN, desenvolvido continuamente desde 1999 na Universidade de Aalborg, na Dinamarca. É uma ferramenta determinística que utiliza como *input* a procura de electricidade/calor, fontes renováveis, capacidades das centrais, custos e uma estratégia de regulação. Como *output* tem balanços e produções anuais de energia, consumo de combustível, saldo importador de electricidade e custos totais. Faz uma simulação horária para um ano, permitindo otimizar económica ou tecnicamente o sistema [12].

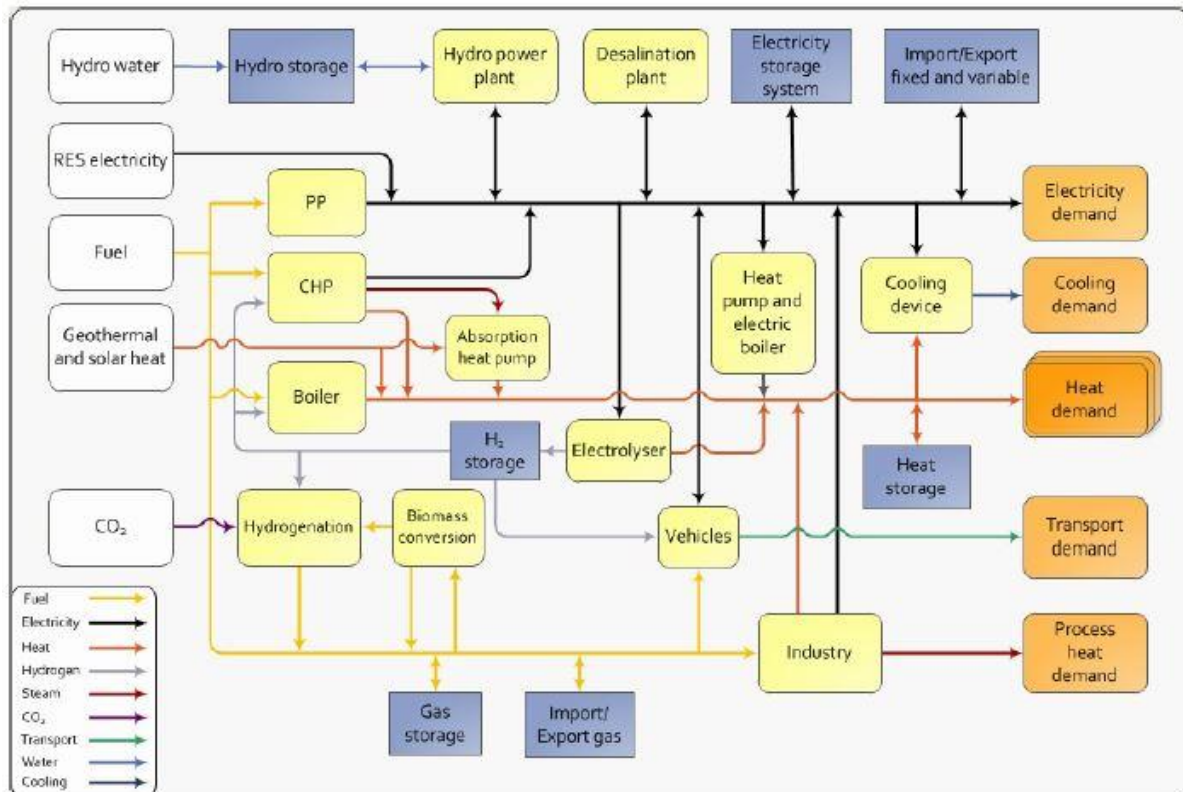


Figura 5 - Componentes envolvidos no cálculo horário realizado pelo EnergyPLAN [13].

Esta dissertação apresenta uma estrutura de dez capítulos. No primeiro capítulo, encontra-se a introdução ao trabalho, justificando-se a sua necessidade e apresentando as suas linhas gerais de orientação.

O segundo capítulo tenta responder à pergunta “Porquê as renováveis?” no contexto da perspectiva histórica do consumo de energia.

Focado mais particularmente na área da electricidade, o terceiro capítulo descreve o SEN, percebendo quais as tendências que se vão apresentar nos próximos anos e os desafios perante os quais será colocado. Além disso, analisa-se ainda o documento de estratégia de referência na área das FER: o PNAER.

O quarto capítulo analisa o problema da integração das renováveis variáveis num sistema eléctrico, expondo o problema e apresentando as soluções passíveis de serem aplicadas.

O quinto capítulo contém uma revisão completa acerca do armazenamento de energia: tecnologia, classificação por aplicação, parâmetros técnicos, económicos, estado de maturação e outros relevantes para este trabalho.

O sexto capítulo pretende apresentar o *software* de modelação utilizado (EnergyPLAN), apontando os pontos fortes e fracos com que será feita a simulação dos diferentes cenários.

O sétimo capítulo faz a validação do modelo, para o caso português, utilizando dados da REN sobre produção e consumo de electricidade. Apresenta ainda os cenários a modelar para o sistema eléctrico.

O oitavo capítulo inclui todos os resultados obtidos e cenários modelados, desde os cenários previstos pelo PNAER, terminando com um olhar para lá de 2020, ano até o qual Portugal deve cumprir os objectivos expressos na directiva 2009/28/CE.

No nono capítulo são apresentadas as conclusões e recomendações extraídas deste trabalho.

Por fim, o décimo capítulo faz uma revisão exaustiva das fontes bibliográficas consultadas na realização desta dissertação de mestrado.

2. Evolução do Paradigma Energético

2.1 Breve história da energia e da Humanidade

A questão energética esteve subjacente à evolução da Humanidade, desde os seus primórdios até ao presente. Uma abordagem estritamente termodinâmica demonstra que qualquer acção humana, desde a agricultura até à vida em cidades, está dependente de certos pressupostos energéticos. De facto, a própria possibilidade de concentrar população numa menor área, dando origem às primeiras cidades, dependeu do domínio da agricultura. Assim, a história da humanidade foi marcada decisivamente por alterações no paradigma da utilização da energia. Em traços gerais, a Humanidade viveu a era da energia solar (contida na biomassa) até à Revolução Industrial, entrando depois na era dos combustíveis fósseis em que vivemos até aos dias de hoje [14].

A primeira revolução energética ocorreu com a manipulação do fogo que permitiu ao Homem primitivo extrair a energia solar armazenada na biomassa pelo processo da fotossíntese. Por outro lado, a agricultura permitiu a extracção de mais energia dos ecossistemas, suportando e promovendo a fixação e crescimento das populações com as consequências sociais e culturais conhecidas. A segunda transição energética foi mais difusa e consistiu na substituição do trabalho humano por aparelhos mecânicos como moinhos, por exemplo. Pela primeira vez na história, começou a gerar-se uma pressão adversa sobre os recursos naturais com a procura crescente de combustível lenhoso para satisfazer uma população em aumento constante. Mais tarde, na génese da Revolução Industrial esteve a substituição da força animal por motores e da biomassa por combustíveis fósseis. As pressões ambientais intensificaram-se especialmente devido ao aparecimento dos *dark satanic mills* – as grandes fábricas poluidoras surgidas com a industrialização – com consequências adversas como a poluição do ar, água ou as chuvas ácidas. A última grande alteração do paradigma energético deu-se com a electrificação generalizada da sociedade que transformou por completo e deu o passo seguinte na escalada do consumo de energia [15].

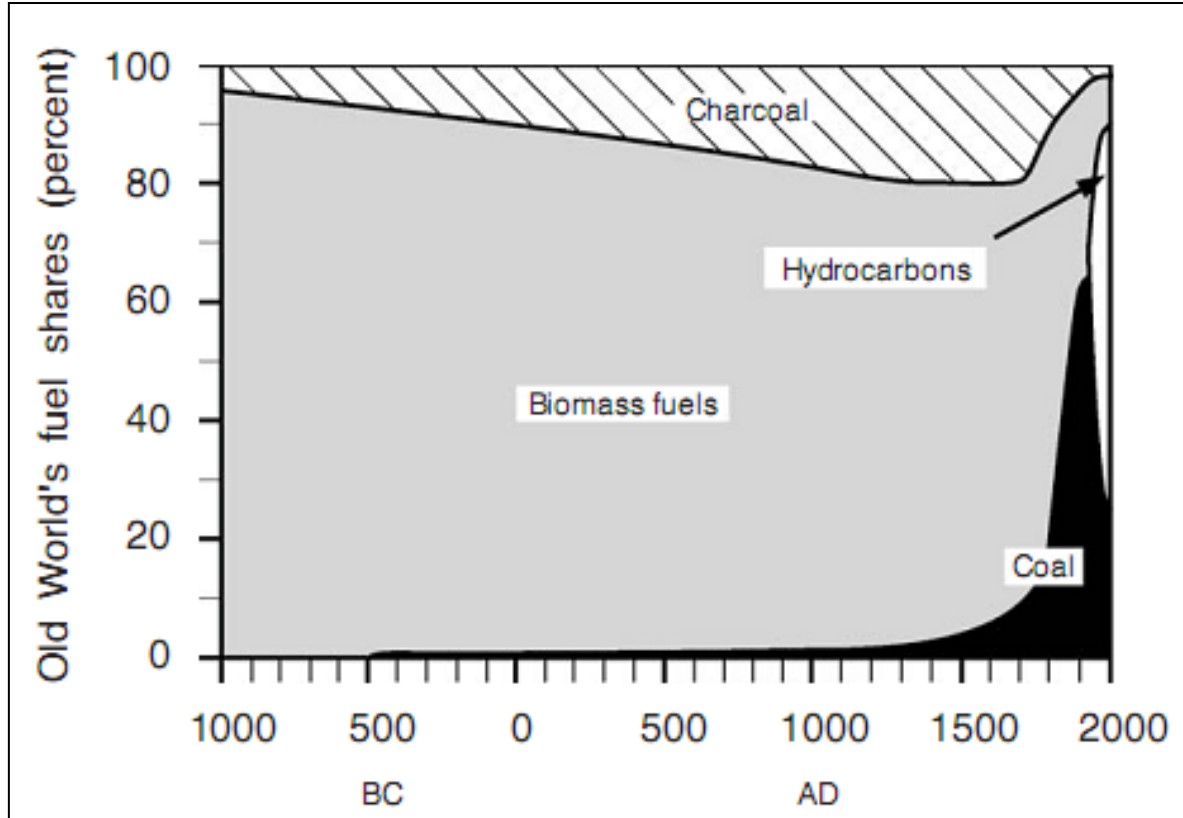


Figura 6 - Quotas dos combustíveis consumidos no período entre 1000 A.C. e 2000 D.C. [15].

2.2 Insustentabilidade do paradigma fóssil

2.2.1 Recursos finitos

A evolução descrita da relação entre o Homem e a utilização da energia conduziu-nos a uma situação de dependência dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), por definição com reservas finitas. Assim, e inicialmente por esta razão, a necessidade de encontrar outras fontes de energia foi reconhecida pelo geofísico Marion Hubbert, no contexto do seu estudo acerca das reservas de petróleo e curvas de produção onde foi prevista a existência de um pico petrolífero: um máximo na taxa da produção de petróleo, a partir do qual a taxa desce até as reservas serem esgotadas. Este trabalho traduziu de forma eloquente a finitude dos recursos não renováveis e a necessidade de encontrar soluções alternativas. Curiosamente, a solução mais evidente para Hubbert era a energia nuclear [16]. Por outro lado, a segurança do abastecimento é outra forte razão para evitar a dependência dos fósseis: a instabilidade política dos países produtores (Médio Oriente no caso do petróleo, por exemplo) pode gerar incerteza no abastecimento, criando graves perturbações em economias fortemente dependentes destas fontes de energia. No entanto, é numa perspectiva mais ampla e de longo prazo que pode estar a maior motivação para a mudança: a relação cada vez mais provada entre o efeito estufa gerado pelo CO₂ (originado maioritariamente pela queima de combustíveis fósseis) e as alterações climáticas tornam estas últimas essencialmente num problema energético [17].

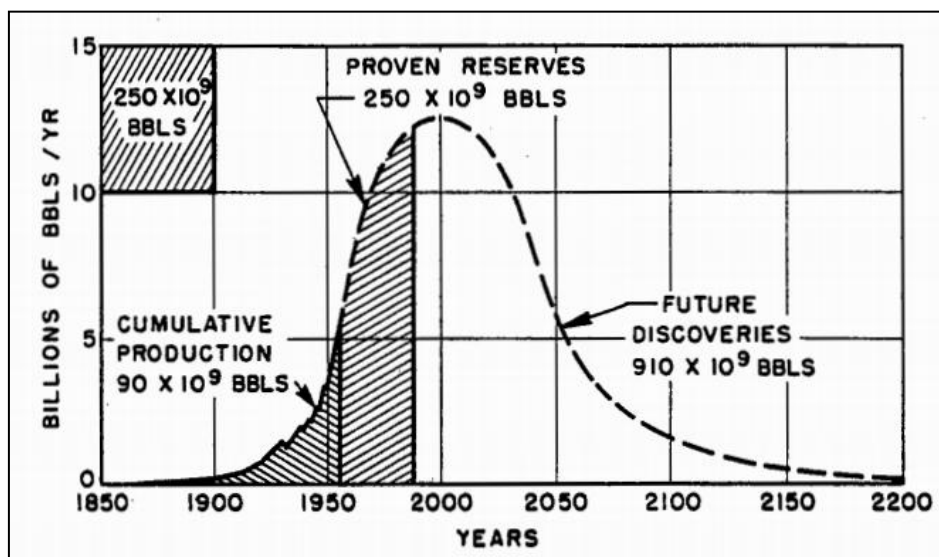


Figura 7 - Estimativa original de Hubbert para a produção mundial de petróleo [16].

De uma forma mais subtil mas não menos importante, outro factor fundamental na mudança de paradigma é a eficiência energética, ou seja, fazer um uso mais racional e criterioso da energia que consumimos. É um sector com potencial para limitar o crescimento do consumo, reduzir as importações de energia e, conseqüentemente, diminuir a dependência energética de um país como Portugal, permitindo ainda cumprir as suas obrigações internacionais ao nível das alterações climáticas [18].

2.2.2 Alterações Climáticas

Actualmente é tido como extremamente provável que a acção antropogénica seja a causa dominante do aquecimento global, comprovado desde meados do século XX. Este fenómeno é atribuído ao aumento da concentração de GHG na atmosfera (em especial CO₂), gerando o efeito de estufa. Desde a era pré-industrial que se registou um aumento de 40% na concentração atmosférica de CO₂, devido à queima de combustíveis fósseis mas também por causa das alterações no uso do solo. Com efeito, a desflorestação, para obter matérias-primas e terrenos agrícolas, diminuiu a capacidade da biosfera de sequestrar o carbono através da fotossíntese. Esta perturbação do sistema climático está a produzir

efeitos dramáticos como a subida do nível do mar, mudança dos padrões de circulação oceânica, acidificação e aquecimento dos oceanos, degelo de glaciares, calotas polares, *permafrost* e neves permanentes, que podem pôr em causa o equilíbrio dos ecossistemas [19]. Assim, a redução das emissões de GHG é o mecanismo essencial para limitar as alterações climáticas. Nesse sentido, e em primeiro lugar durante a preparação para a Cimeira de Quioto, surgiu a meta de limitar o aumento da temperatura média global a 2°C, relativamente aos níveis pré-industriais. Embora as alterações climáticas já sejam uma realidade, é esperado que abaixo deste limite a interferência com o sistema climático não seja muito grave, permitindo a adaptação gradual dos ecossistemas e da produção mundial de alimentos [20].

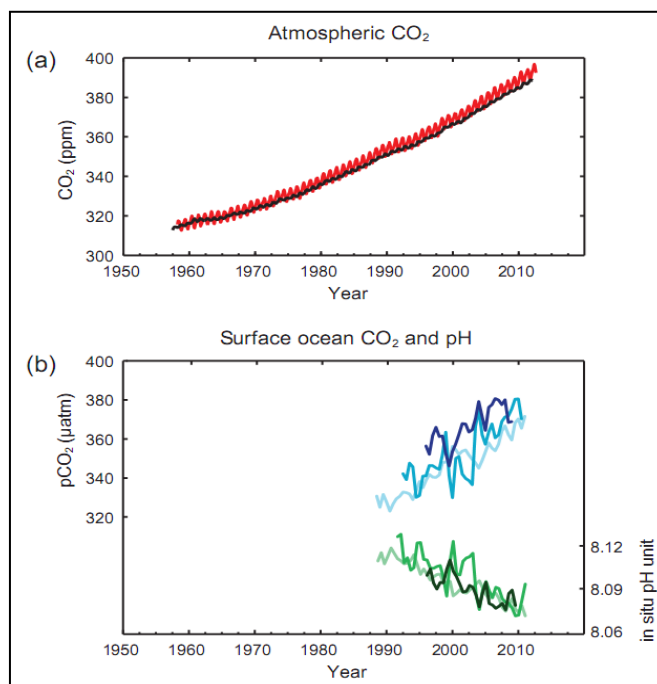


Figura 8 - Indicadores de alteração do ciclo global do carbono: (a) concentrações atmosféricas em Mauna Loa, Havai (a vermelho) e no Pólo Sul (a preto); (b) medidas de pH e concentração superficial de dióxido de carbono em três estações de monitorização [19].

2.3 Padrões de consumo: o presente e o futuro

As projecções da IEA demonstram que, mesmo nos cenários mais conservadores, é expectável um aumento da procura global de energia que, tendo em conta o actual *mix* de tecnologias de produção, vai contribuir para o aumento das emissões de CO₂ para a atmosfera. De facto, registou-se um aumento do consumo de energia primária dos 8.000 Mtoe em 1990 para cerca de 12.500 Mtoe em 2012, esperando-se, no cenário mais conservador, um aumento até 15.000 toe em 2035 [21].

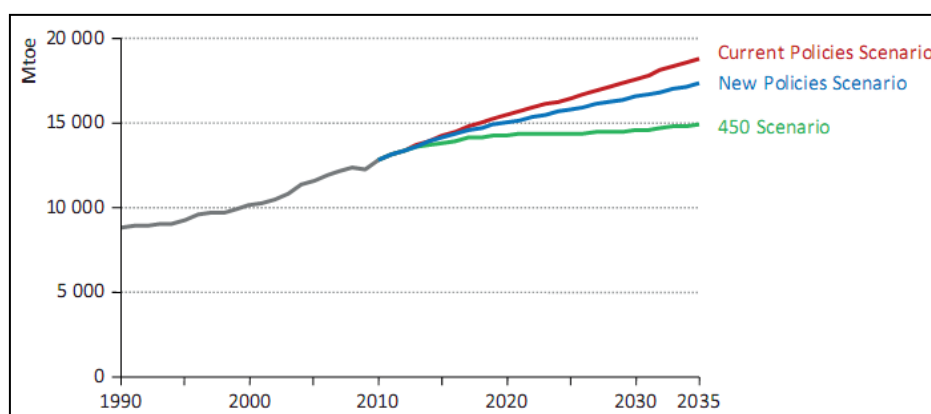


Figura 9 - Previsões da IEA acerca da procura de energia primária em três cenários distintos [21].

Este aumento do consumo está relacionado com o desenvolvimento das economias emergentes que tenderão a atingir níveis de consumo similares aos países desenvolvidos, esbatendo a actual assimetria verificada ao nível do consumo *per capita* em diferentes países.

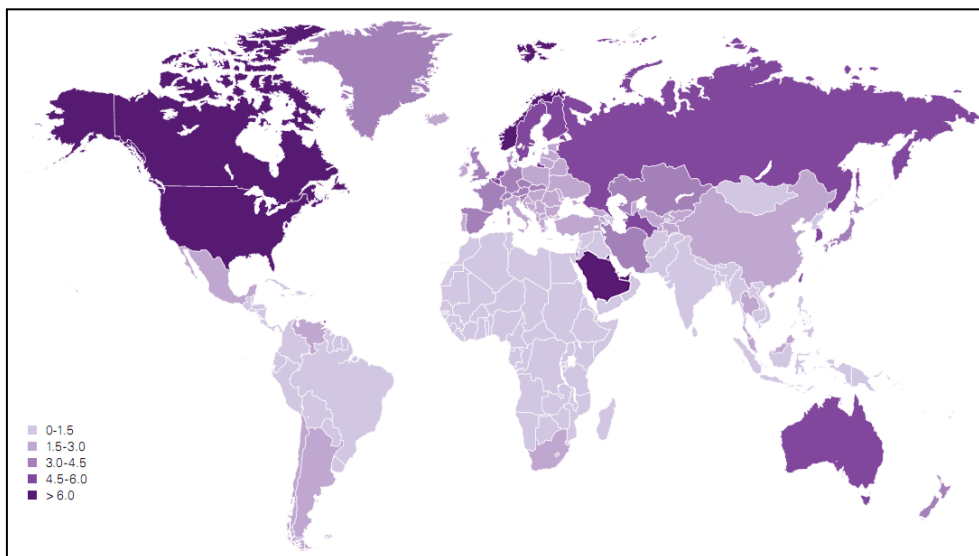


Figura 10 - Consumo *per capita* no ano de 2012 em Mtoe evidenciando as profundas assimetrias existentes [22].

Geralmente o consumo de energia é separado por transportes, electricidade e aquecimento/arrefecimento, atribuindo-se a cada uma destas áreas um peso de 1/3 no consumo total. Esta abordagem muito simplificada permite concluir que a descarbonização do sector eléctrico é apenas parte do esforço para diminuir as emissões. Apesar disso, a previsível continuação da electrificação da sociedade nas próximas décadas (maior utilização de bombas de calor ou disseminação do carro eléctrico, por exemplo) torna a área da electricidade absolutamente fundamental em políticas de mitigação das alterações climáticas.

Actualmente estão a ser envidados esforços um pouco por todo o Mundo no sentido de tornar o sistema energético global mais sustentável. Nesse sentido, tem-se assistido a um crescimento sustentado da hidroelectricidade, a par de uma rápida expansão da solar e da eólica, tornando as renováveis indispensáveis no *mix* energético global. Em sentido contrário, a fonte de energia que mais cresceu na última década foi o carvão, providenciando energia barata a economias emergentes como a China ou a Índia. É de realçar ainda a incerteza que se vive relativamente ao papel a desempenhar pelo nuclear, em especial após o desastre na central de Fukushima [21].

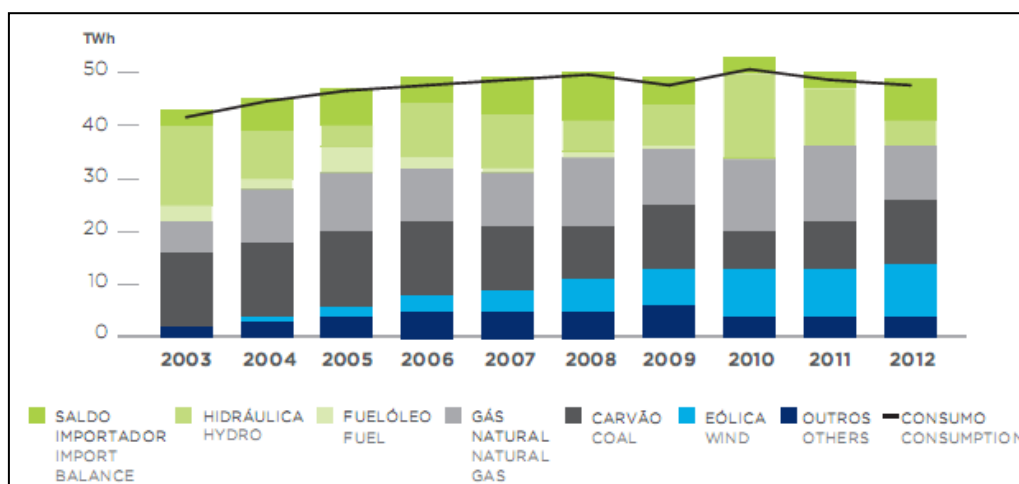


Figura 11 - Evolução das fontes usadas para a satisfação do consumo de electricidade em Portugal; destaque para o crescimento da eólica e potencial de crescimento de outras renováveis [23].

Analisando o caso concreto de Portugal verifica-se que é um país historicamente dependente de combustíveis fósseis importados, visto que não possui quaisquer reservas. O aumento do consumo, associado ao crescimento económico das últimas décadas, gerou maior dependência energética: cerca de 80% nos últimos anos [24], apesar da aposta clara na área das renováveis (em especial hídrica e eólica), que permitirão cumprir as metas acordadas internacionalmente em termos de emissão de GHG.

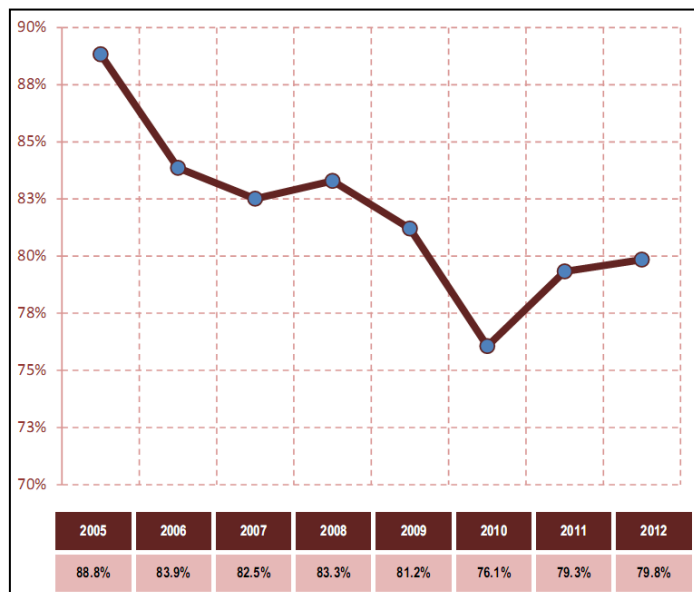


Figura 12 - Evolução da dependência energética de Portugal em anos recentes [24].

3. Sistema Electrodutor Nacional

3.1 Evolução Histórica

As primeiras aplicações isoladas de energia eléctrica em Portugal datam dos finais do século XIX. Consistiram essencialmente em sistemas de iluminação pública em cidades como Lisboa, Braga ou Vila Real. Por esse motivo, a produção de electricidade começou por ser feita em pequenas unidades termoeléctricas colocadas em meio urbano.

No início do século XX surgiu a primeira central hidroeléctrica (aproveitamento do rio Alva na central da Senhora do Desterro, Serra da Estrela) cuja produção foi usada para abastecer as indústrias locais e a localidade de Seia. Este modelo replicou-se um pouco por todo o país no primeiro quartel do século: pequenos aproveitamentos hídricos, com o apoio de pequenas unidades termoeléctricas, utilizados para abastecer indústrias, sistemas de iluminação locais e alguns consumidores domésticos. Uma das primeiras aplicações deste género foi a Real Fábrica da Fiação, aproveitando as águas do rio Nabão em Tomar, ainda no final do século XIX.



Figura 13 – Ilustração da Praça da República em Braga, do final do século XIX, evidenciando o sistema de iluminação pública, inovador na época [25].

As bases da política de electrificação do país foram lançadas com a publicação da Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos (década de 20), onde aparece pela primeira vez o conceito de rede eléctrica nacional, e com a Lei nº2002 (década de 40) onde é definido o papel do Estado na orientação do sector no plano da produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, através da exploração de concessões em regime de serviço público. Estas concessões permitiram explorar o potencial hidroeléctrico dos maiores rios, criando-se empresas públicas como a Hidroeléctrica do Douro ou a Hidroeléctrica do Zêzere; paralelamente, é criada a Empresa Termoeléctrica Portuguesa, com a responsabilidade de construir e explorar as maiores centrais térmicas [26].

Mais tarde, a Electricidade de Portugal (EDP) nasce da união de todas as empresas de produção, transporte e distribuição de Portugal Continental que foram nacionalizadas em 1975 no âmbito do Processo Revolucionário em Curso (PREC), vigente no país após a Revolução dos Cravos. Em consequência, existiu uma identificação completa entre a EDP e o sector eléctrico até ao início dos anos 90 em Portugal.

A liberalização do sector tem origem com a transposição para a legislação portuguesa da directiva 96/92/CE. Esta alteração de paradigma é regida pelo princípio de liberdade de acesso às actividades de produção e distribuição de electricidade. Com esse intuito, a EDP foi reestruturada e dividida em subsidiárias focadas em três áreas (produção, transporte e distribuição), abrindo assim caminho à liberalização completa do sector da electricidade. Assim, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tem agora uma delimitação clara da produção, transporte, distribuição e comercialização, baseado na coexistência do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) – mercado regulado e o Sistema Eléctrico Independente ou Não Vinculado (SENV) – mercado liberalizado. Além disso, Portugal fica inserido no mercado ibérico de electricidade (MIBEL) criado com a liberalização global do sector com base na directiva da Comissão Europeia 54/CE/2003 que estabelece ainda regras comuns para o mercado interno de electricidade nos países da União Europeia (UE) [27].

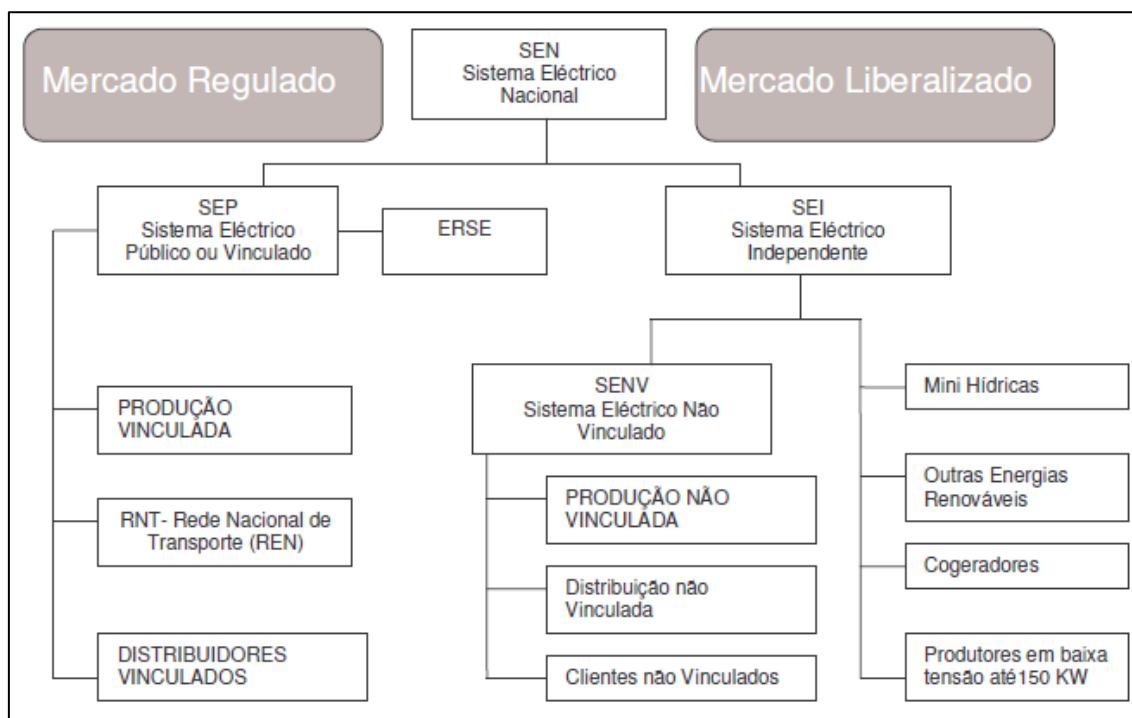


Figura 14 - Representação esquemática do SEN e da sua interação com os dois mercados de electricidade [27].

3.2 Produção

Historicamente, a maior parte da energia produzida em Portugal tem origem térmica em conjunto com grandes centrais hídricas. Mais recentemente, tem-se assistido a um processo gradual de diversificação do *mix* energético. A proliferação de aproveitamentos eólicos assumiu um papel de destaque; por outro lado, apareceram também centrais fotovoltaicas, mini-hídricas e combustão de biomassa ou biogás. Salientam-se também as instalações de cogeração, associadas a indústrias, que permitiram rentabilizar a eficiência no uso de energia primária ao mesmo tempo que ajudam a satisfazer a procura de electricidade. Por razões técnicas e económicas, parte do consumo é satisfeito com energia importada através da interligação com a rede europeia, através de contratos com Espanha e França.

A actividade de produção eléctrica em Portugal está enquadrada em dois regimes legais distintos [27]:

- Produção em regime ordinário (PRO): Inclui as fontes tradicionais não renováveis e as grandes centrais hídricas. Não está abrangida por regimes de incentivo ao uso de recursos endógenos, sendo exercida em regime de concorrência, de acordo com o Decreto-Lei 29/2006.
- Produção em regime especial (PRE): Compreende a produção a partir de fontes de energia renováveis (FER) e cogeração. Beneficia de um conjunto de incentivos como tarifas bonificadas e a possibilidade de vender a electricidade aos comercializadores de último recurso, não limitando no entanto a sua opção de vender em mercado.

Embora a energia produzida em grandes centrais seja entregue à rede de transporte, em alta ou muito alta tensão, existe a possibilidade de produzir em baixa tensão caso a potência a entregar seja inferior a 150kW.

O conjunto do enquadramento legal em vigor, para a área da produção, tem como objectivo substituir a lógica centralizada de produção de electricidade por uma lógica de mercado e de iniciativa privada, intervindo o operador apenas com o objectivo de assegurar a qualidade e a segurança do abastecimento de energia [28].

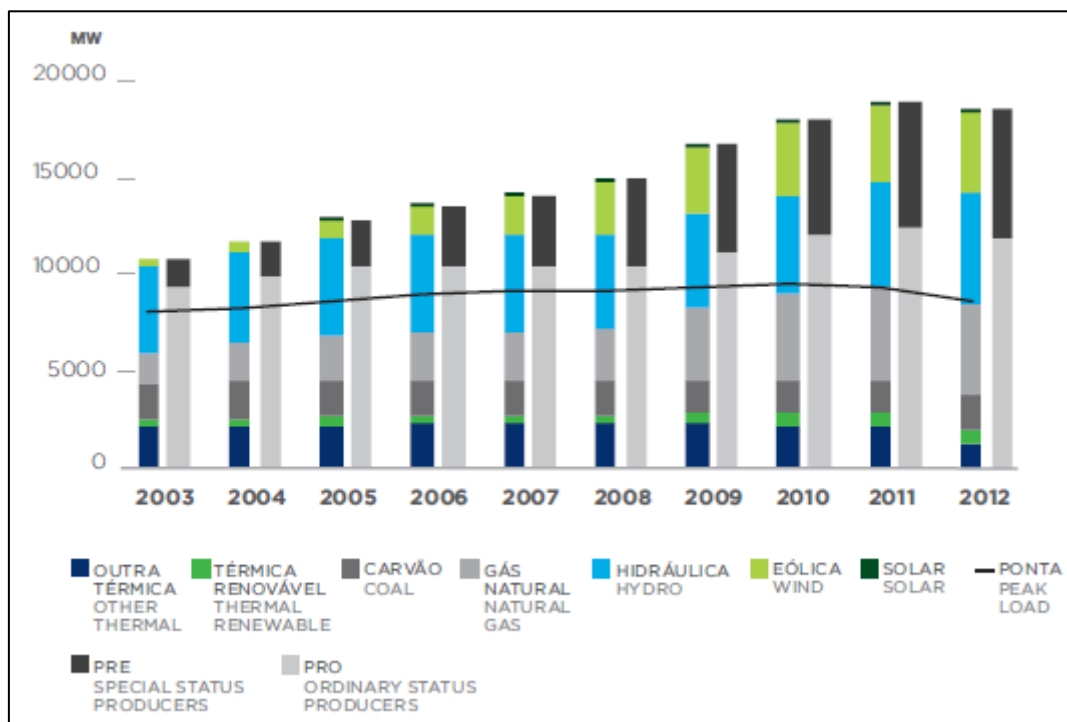


Figura 15 - Evolução da potência instalada no SEN na última década. Destaque para o crescimento da parcela PRE, em especial da componente eólica [23].

3.3 Transporte

O transporte de electricidade em Portugal tem como infraestruturas base a Rede Nacional de Transporte (RNT), operada em concessão atribuída à REN, em regime de serviço público e de exclusividade. Tem como principal função levar a energia eléctrica desde as centrais electroprodutoras até às redes de distribuição; abastece directamente alguns clientes em Muito Alta Tensão. É operada em três níveis de tensão: 400kV (desenvolvida no sentido Norte-Sul, entre o Lindoso e Sines, e no sentido Oeste-Leste até Espanha), 220kV (essencialmente entre Lisboa-Porto, Beira Interior, rio Douro e Coimbra-Miranda do Douro) e 150kV que completa o resto da malha da RNT. Existem ainda nove pontos de interligação com a rede espanhola, operada pela REE, que permitem trocas de energia necessárias por razões de segurança do abastecimento [27].

A primeira definição de rede eléctrica nacional consta da Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos e mistura a descrição dos seus elementos com as suas finalidades económicas: “O conjunto das linhas de transporte de energia no País que seja objecto de comércio em espécie constituirá uma rede com o nome de Rede Eléctrica Nacional e abrangerá não só as linhas destinadas a efectuar o transporte de energia eléctrica das regiões produtoras para as consumidoras, qualquer que seja o modo de produção e qualquer que seja o destino, consumo ou uso da energia e as linhas de equilíbrio ou de compensação, mais ainda as linhas colectoras de energia produzida pelas centrais e as linhas ou redes de distribuição regional”. Note-se que já existe uma separação entre transporte e distribuição bem como a distinção entre zonas de produção e consumo; de facto, a energia produzida em centrais hidroeléctricas nas zonas montanhosas do interior do país tinha de ser conduzida aos principais centros urbanos, situados maioritariamente no litoral [29].



Figura 16 - Rede de transporte de electricidade em 1951, operada a 150kV. Adaptado de [30].

Na prática, a rede de transporte de energia teve início com a entrada ao serviço da central do Castelo do Bode em 1951, sendo então denominada Rede Primária. Era operada a um nível de tensão de 150kV e compreendia três linhas: Zêzere-Ermesinde, Vila Nova – Ermesinde e Zêzere-Sacavém. Assim, foram criadas as condições para que a década de 50 fosse marcada pela entrada ao serviço de grandes centrais como: a já referida Castelo do Bode, Cabril e Bouçã na bacia do Zêzere; Pracana e Belver na bacia do Tejo; Caniçada, Venda Nova, Paradela e Salamonde na bacia do Cávado. Ainda no final desta década, em 1958, apareceu o nível de tensão de 220kV, inicialmente para escoar a energia produzida na central do Picote no rio Douro. Mais tarde, no início da década de 60 é estabelecida a primeira ligação internacional com Espanha, através de uma linha operada a 220kV entre Picote-Vermoim I e a central de Saucelle. Destaque também para a inauguração da central do Alto Rabagão em 1964, a primeira equipada com sistema de bombagem permitindo restituir a água turbinada à albufeira durante as horas de vazio, criando condições para uma gestão inovadora do recurso hídrico e geração de mais-valias económicas com a venda nas horas de ponta. O último grande marco na topologia da rede de transporte dá-se em 1976 com a colocação em serviço da primeira linha a 400kV ligando o Carregado e Setúbal. Nota ainda para a central termoeléctrica de Sines que, em 1985, se tornou na maior unidade de produção existente em Portugal, em termos de potência instalada [30].

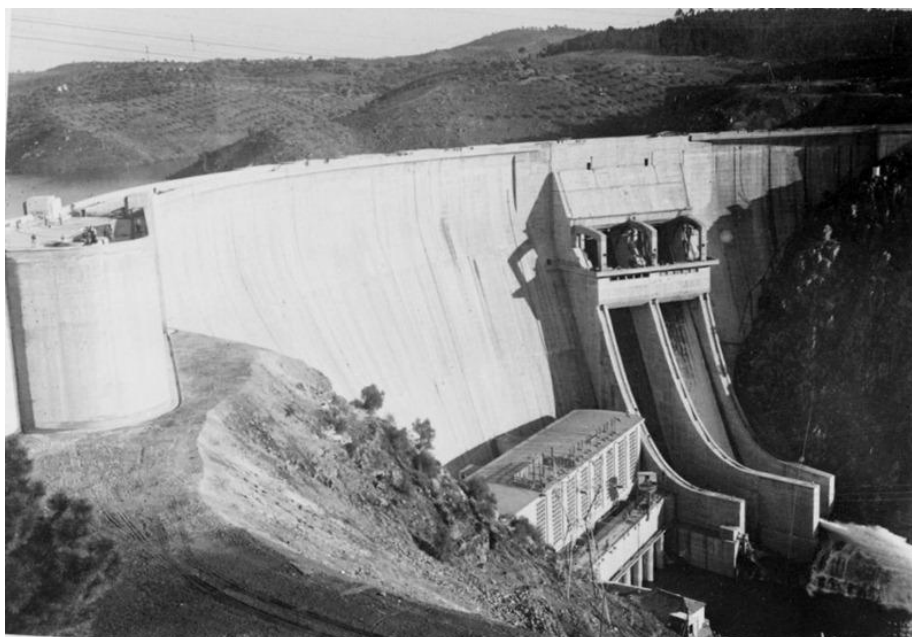


Figura 17 - Vista de jusante da barragem do Castelo do Bode, ponto nevrálgico da Rede Primária, à data da sua inauguração em 1951 [31].

3.4 Distribuição

A distribuição de electricidade em Portugal está assente na Rede Nacional de Distribuição (RND), concessionada pelo Estado à EDP Distribuição. A RND é constituída por linhas aéreas e cabos subterrâneos operando em alta (60kV), média (30-15-10kV) e, na sua maior parte, baixa tensão (400/230V). Inclui ainda outros equipamentos como subestações (equipadas com transformadores para elevar a tensão da electricidade produzida nas centrais ou para baixar o nível de tensão perto dos centros de consumo), postos de seccionamento, postos de transformação (para transformar a média em baixa tensão permitindo a utilização pelo consumidor final doméstico, comercial ou pequeno industrial), sistema de iluminação pública, entre outros. A sua principal função é conduzir a energia eléctrica desde a rede de transporte até aos consumidores finais. A rede de distribuição tem evoluído com o propósito de garantir a satisfação da procura de energia, tendo em conta a racionalização de recursos económicos e técnicos como as quedas de tensão em redes extensas, típicas de locais mais remotos [27].

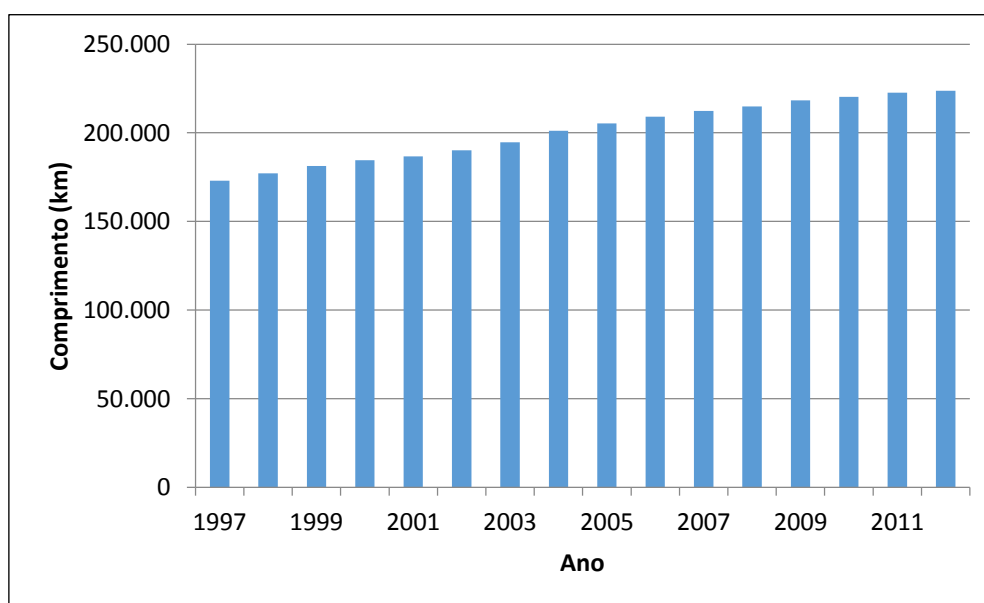


Figura 18 - Evolução do comprimento da Rede Nacional de Distribuição, adaptado de [32].

3.5 Comercialização

A actividade de comercialização de energia esteve associada à distribuição até à liberalização completa do sector, que permitiu a entrada de novos agentes comercializadores, criando um regime concorrencial que será teoricamente benéfico, também para os consumidores. Em termos legais, existem duas figuras distintas [33]:

- a. Comercializador Regulado ou de Último Recurso: sujeito aos preços regulados que são definidos pela ERSE, garantindo o abastecimento a todos os consumidores que ainda não estão associados aos comercializadores em regime de mercado. Este comercializador está instituído na EDP Universal.
- b. Comercializadores Não Regulados: são reconhecidos pela ERSE e têm direito de acesso à RNT e à RND mediante o pagamento de tarifas. O consumidor pode escolher dentro de um leque de fornecedores que engloba empresas como a EDP Comercial, Endesa, Iberdrola ou Galp por exemplo.

3.6 Regulação

O sector da electricidade e do gás natural é regulado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), uma instituição independente nas funções que lhe são atribuídas, embora submissa à política energética fixada pelo Governo. Algumas das suas principais actividades prendem-se com a protecção dos direitos dos consumidores (ao nível de preços, qualidade de serviço, segurança de abastecimento, entre outras), fomento do regime de concorrência e a promoção da utilização eficiente de energia no âmbito da protecção do ambiente [27].

3.7 Perspectivas Futuras

Em linha com o compromisso estabelecido no âmbito do objectivo 20-20-20, Portugal comprometeu-se com 20% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto. De acordo com a Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013, o PNAER tem como objectivo “adequar a evolução da futura capacidade de produção e das escolhas tecnológicas a uma lógica de racionalidade económica e de livre iniciativa dos promotores”. A meta de FER no consumo final bruto de energia em 2020 será cumprida através da incorporação de 59.6% de energia renovável na electricidade; este esforço vai implicar uma alteração de fundo na capacidade de produção instalada do SEN, em termos de tecnologias FER: dos 10.6203 MW instalados em 2011 para os 15.824 MW em 2020. Assim, traça-se de seguida a evolução esperada para cada tecnologia de conversão [6].

3.7.1 Eólica

Esta tecnologia tem registado um forte crescimento prevendo-se que exista um abrandamento até 2020; no entanto, prevê-se uma potência instalada de 5300 MW *onshore* até esse ano. A grande aposta neste sector deve-se à complementaridade entre a eólica e as barragens equipadas com sistema de bombagem, permitindo a optimização da utilização dos recursos endógenos e maior eficácia na gestão do sistema. Estão ainda previstos 400MW resultantes do sobreequipamento dos parques existentes, aumentando a sua disponibilidade. Quando ao *offshore*, ainda não se espera que seja responsável por uma grande contribuição na produção de electricidade; no entanto, e tendo em conta que as estruturas flutuantes são as mais adequadas à batimetria da costa portuguesa, prevê-se a continuidade do projecto *Windfloat*, expandindo-se de 2MW para 27MW instalados, constituindo um pólo essencial para investigação, desenvolvimento e demonstração pré-comercial desta tecnologia.

3.7.2 Hídrica

O Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hídrico (PNBEPH) tem como objectivo realizar, até 2020, novos aproveitamentos hidroeléctricos que permitam fazer um melhor uso do potencial hídrico do país, através do aumento da capacidade instalada de produção e de bombagem. Além disso, encontram-se em curso projectos de reforço de potência em barragens já construídas. A

previsão aponta para a entrada ao serviço de todas as novas barragens/reforços até 2016 (Alqueva II em 2012, Ribeiradio/Ermidia e Baixo Sabor em 2013, Foz Tua, Venda Nova III e Salamonde II em 2014 e Fridão, Bogueira, Girabolhos, Gouvães, Alto Tâmega e Daivões em 2016). Após concretizados estes investimentos, o país ficará dotado de uma capacidade de produção de 8536 MW aliados a 4004 MW de bombagem hidroelétrica.

3.7.3 Solar

Embora ainda esteja num estado de desenvolvimento prematuro, a aposta nestas tecnologias é fundamental para a produção descentralizada de energia. Tem a vantagem de o perfil diário de produção estar em relativa harmonia com os períodos típicos de maior consumo. O objectivo consiste em: adicionar 250 MW, através do programa de miniprodução, e 80 MW, através do programa de microprodução, até 2020. A construção de centrais com potências superiores depende da evolução do custo da tecnologia, tendo apesar disso sido adjudicados 140 MW no final de 2010. Além disso, prevê-se ainda a instalação de 50 MW de solar termoelétrico. Por fim, quanto à tecnologia solar com concentração não há um objectivo concreto, apenas a previsão de unidades pré-comerciais para demonstrar a viabilidade da tecnologia.

3.7.4 Biomassa

Actualmente, encontram-se instalados cerca de 662 MW repartidos por centrais de cogeração e centrais dedicadas. Prevêem-se 769 MW para 2020 através de 12 centrais já adjudicadas, para produção de electricidade a partir de biomassa florestal, com entrada ao serviço prevista para 2015.

3.7.5 Oceânica

Não existem objectivos concretos embora tenha sido criada uma zona piloto para o desenvolvimento de projectos baseados na energia das ondas. Importa ainda destacar a central *nearshore* na Ilha do Pico (Açores) e o projecto com base na tecnologia *waveroller* ao largo de Peniche.

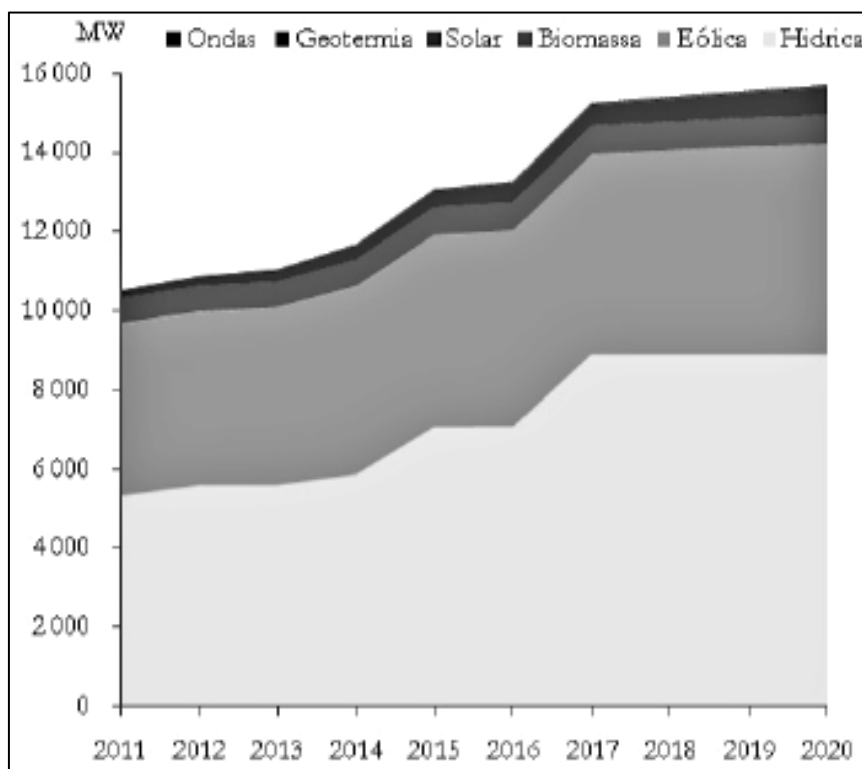


Figura 19 - Evolução estimada da capacidade instalada FER, para o período até 2020 [6].

3.7.6 Geotérmica

Em Portugal, este recurso encontra-se limitado à região dos Açores onde se destaca a existência de 29 MW instalados na Ilha de São Miguel, encontrando-se em curso projectos de estudo para a expansão da capacidade instalada no arquipélago.

3.7.7 Biogás

Está prevista a instalação de 60 MW para produção de energia eléctrica, até 2020, podendo parte desta capacidade ser alocada a sistemas de cogeração.

3.7.8 Térmica

De acordo com o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, prevê-se o descomissionamento de três centrais até 2020: Tunes 3 e 4 (165 MW a gasóleo até 2012), Setúbal (946 MW a fuelóleo até 2012) e Sines (1180 MW a carvão até 2017). No sentido contrário, está prevista a entrada ao serviço de duas novas centrais de ciclo combinado a gás natural, CCGT – *combined cycle gas turbine*: Sines I-II (2x444 MW em 2017) e Lavos I-II (2x439 MW em 2017). Para o período pós-2020 serão desclassificadas a central do Pego (576 MW a carvão até 2021) e a central da Tapada do Outeiro (990 MW de turbinas a gás até 2022) [34].

4. Integração de energias renováveis no sistema eléctrico

4.1 Variabilidade dos recursos renováveis

O rápido crescimento registado nas tecnologias renováveis de conversão de energia colocou em evidência a questão da viabilidade técnica da sua integração na rede eléctrica. Este problema é originado pela variação da disponibilidade dos recursos renováveis no espaço e em diferentes escalas de tempo [7].

4.1.1 Hídrica

A capacidade de uma central hidroeléctrica produzir energia depende, em última análise, da água que está disponível por via do ciclo da água. No entanto, a morfologia de cada aproveitamento hídrico determina a utilização que é feita do recurso. Assim, numa central a fio-de-água, praticamente sem capacidade de armazenamento, é turbinado o caudal disponível no curso de água a cada instante. As variações pluviométricas sazonais determinam o caudal do rio e, por consequência, a energia disponível. Por outro lado, numa central com albufeira, existe a possibilidade de armazenar água no nível superior da barragem, permitindo decidir as horas em que se produz; ainda assim, o aproveitamento está sujeito a variações sazonais do nível do reservatório [7].

4.1.2 Geotérmica

A crosta terrestre emite continuamente calor para a superfície, sendo uma fonte considerada inesgotável. De facto, nos 4 biliões de anos de vida do planeta, estima-se que o centro da Terra tenha arrefecido apenas 2%. Ainda assim, podem existir alterações cíclicas em aproveitamentos geotérmicos. O arrefecimento de um campo geotérmico pode ocorrer devido à injeção ou infiltração de águas subterrâneas frias no reservatório quente. Nesse caso, o campo deve ser deixado em repouso para reaquecer naturalmente, podendo este processo durar desde décadas a centenas de anos [7].

4.1.3 Biomassa

Este recurso está geralmente disponível como produto secundário de actividades agrícolas, florestais, industriais ou de tratamento de resíduos; existe ainda a possibilidade de serem cultivadas plantações específicas para aproveitamentos energéticos. O crescimento esperado da aplicação da biomassa ao sector energético está, segundo a AIE, dependente de plantações direccionadas e resíduos provenientes de actividades florestais sustentáveis. Assim, no futuro, será a área disponível para plantações e o número de colheitas por ano que determinam a quantidade de biomassa disponível [7].

Em Portugal, a biomassa é usada para produção de electricidade maioritariamente em regime de cogeração mas também em centrais dedicadas. Note-se que em aplicações de CHP a questão da variabilidade na produção de electricidade pode acentuar-se: se em CHP industrial o *output* eléctrico é relativamente constante ao longo do ano, em CHP direccionado a *district heating*, a electricidade produzida vai depender da procura de calor. No entanto, atendendo à reduzida capacidade instalada no país, constituída essencialmente por CHP industrial, não se prevêem problemas de abastecimento ou de gestão da variabilidade da produção.

4.1.4 Solar

As células fotovoltaicas convertem a luz solar em energia eléctrica pelo que existe naturalmente uma variação da produção ao longo do dia, associada ao movimento do Sol na esfera celeste, isto é, do ângulo e da intensidade da radiação que chega ao painel solar. Podem identificar-se três componentes essenciais na variabilidade deste recurso [7]:

- a. Variação Sazonal: associada à inclinação do eixo da Terra; não existe no Equador onde o potencial de produção é praticamente constante ao longo do ano.
- b. Variação Diária: associada ao ciclo dia/noite.

- c. Variações de curto-prazo: associadas a condições meteorológicas como chuva ou nebulosidade que perturbam a produção.

4.1.5 Eólico

A velocidade do vento varia de forma contínua e, por consequência, também a potência extraída por um aerogerador para o sistema eléctrico. Distinguem-se dois tipos de variação:

- a. Curto-Prazo: Têm a duração de segundos a horas e devem-se a fenómenos de turbulência, rajadas de vento ou passagem de superfícies frontais.
- b. Longo-Prazo: Inclui desde variações diárias a inter-anuais. São causadas por efeitos climáticos e a sua análise tem um papel essencial no planeamento estratégico do sistema eléctrico.

Além destas variações naturais da velocidade do vento, a potência entregue por um aerogerador tem ainda outro constrangimento: para baixas velocidades, as turbinas não arrancam, isto é, existe uma velocidade mínima abaixo da qual a turbina é desligada. Por outro lado, devido a questões de segurança da estrutura, as turbinas são desligadas a partir de uma velocidade máxima do vento. Este último pode constituir um evento de complicada gestão para o operador que, num espaço de segundos, pode perder vários MW relativos a um conjunto de turbinas de um parque eólico [35].

4.1.6 Ondas e Marés

As marés são geradas pela rotação da Terra, causando movimentos periódicos na superfície dos oceanos em três períodos temporais bem definidos, pelo que a variabilidade da energia das marés é altamente previsível:

- a. Ciclo de 12 horas: causado pela interacção Terra-Lua;
- b. Ciclo de 14 dias: devido à interacção Terra-Sol-Lua;
- c. Interacção dos campos gravíticos do Sol e da Lua nos períodos de Lua Nova e Lua Cheia.

A energia das ondas depende essencialmente do vento. Apesar disso, as flutuações de energia são diferentes da eólica porque as ondas perdem energia em águas profundas, podendo também viajar grandes distâncias. Ainda assim, estão identificadas variações cíclicas [7].



Figura 20 - Escalas de tempo relevantes na variabilidade dos recursos renováveis [7].

4.2 Soluções para a integração das FER

O objectivo das soluções apresentadas é o de conciliar a oferta e a procura de energia, quer a longo quer a curto prazo, mantendo o equilíbrio necessário ao funcionamento do sistema eléctrico.

4.2.1 Centrais de *backup*

Tipicamente, utilizam-se centrais ajustáveis com tempos de resposta curtos para manter o equilíbrio num contexto de integração de renováveis variáveis no tempo. Exemplos disso são as hídricas com albufeira ou as centrais de turbinas a gás. Além de fazer face à variabilidade das FER, a sua flexibilidade permite ainda responder a oscilações súbitas da procura. No entanto, este regime de funcionamento intermitente das centrais de ajuste tem custos económicos que estão associados ao facto do equipamento estar a ser subaproveitado, isto é, funcionar com reduzido factor de capacidade. Este aspecto justifica a introdução das garantias de potência, pagas a centrais que, apesar de paradas na maior parte do tempo, devem estar prontas para entrar no sistema em espaços de tempo curtos.

Actualmente, esta solução corresponde ao estado da arte na maioria dos países, no que diz respeito à integração de renováveis variáveis, em especial a eólica. É a solução mais testada, mais simples de integrar no sistema, mais competitiva economicamente e disponível comercialmente [7].

Num sistema 100% renovável, existem apenas duas fontes de energia despacháveis (que podem ser armazenadas e fornecidas aos consumidores independentemente das condições meteorológicas locais) e, por isso, capazes de potenciar a integração das fontes variáveis: hídrica (com albufeira) e biomassa. Note-se que no caso das centrais a biomassa, e tal como as térmicas a carvão, o tempo de resposta pode ser demasiado grande para responder a variações em espaços de tempo curtos.

A capacidade do sistema de *backup* deve estar próxima do pico de consumo; no entanto, a questão mais importante é a quantidade de energia que o *backup* pode fornecer. De facto, a existência de centrais de armazenamento, o desenvolvimento e a própria configuração da rede permitem reduzir a necessidade de *backup* porque reduzem as flutuações de fontes variáveis no tempo e no espaço [36].

4.2.2 Armazenamento

O armazenamento de energia tem como função principal a compensação de falhas ou diminuições de geração garantindo, em última análise, a entrega de energia aos consumidores. Além disso, permite regular a frequência de sistemas alternados, compensar defeitos da onda de tensão (cavas ou picos) numa zona da rede. Do ponto de vista económico, permite gerar mais-valias ao armazenar excessos de produção em períodos de vazio (preço mais baixo), devolvendo a energia ao sistema em períodos de ponta (preço mais alto). Simultaneamente, fornece um serviço de estabilidade ao sistema, equilibrando a oferta e a procura [37].

A única tecnologia de armazenamento de electricidade com uma capacidade relevante ao nível do sistema electroprodutor são as centrais hidroeléctricas com albufeira. É o único sistema verdadeiramente disseminado, disponível comercialmente e economicamente competitivo. Permite o armazenamento de grandes quantidades de energia, por grandes períodos de tempo, aliando grandes potências de carga e descarga, resposta muito rápida e baixos custos de operação. Uma das desvantagens mais evidentes prende-se com os constrangimentos geológicos necessários para que um determinado local seja adequado para a construção de uma barragem; assim, em muitos países, esta solução é impossível de aplicar.

Ainda em estado de desenvolvimento, existe um conjunto de outras tecnologias que poderão também desempenhar um papel relevante no futuro. Em sistemas com potência nas escala dos MW, destacam-se o ar comprimido, dependente da existência de reservatórios geologicamente viáveis, e as baterias de fluxo cuja tecnologia poderá permitir aplicações ao nível da rede, em vez das tradicionais aplicações de baterias em sistemas de pequena escala. Outro tipo de baterias ou *flywheels* podem ser usados em pequenos sistemas podendo compensar variações curtas no tempo, minimizando o seu efeito na qualidade de energia. Num estado mais embrionário estão tecnologias como o armazenamento de

energia térmica, anéis magnéticos supercondutores, ultracondensadores ou a utilização do hidrogénio como vector energético armazenável [7].

4.2.3 Previsão Meteorológica

Para a gestão da rede eléctrica são observados períodos de tempo curtos, entre minutos e horas, de modo a que o operador saiba qual a produção e o consumo esperados no período seguinte. A produção de electricidade através de fontes variáveis depende das condições meteorológicas; assim, quanto menor for o erro destas previsões, menor serão os requisitos exigidos em termos de reserva operacional e energia de *backup*. A figura abaixo demonstra os potenciais ganhos a este nível no caso em que existe um *persistent forecast* (isto é, assumindo apenas que não existirá variação da potência entregue na hora seguinte) e numa situação com *perfect forecast*.

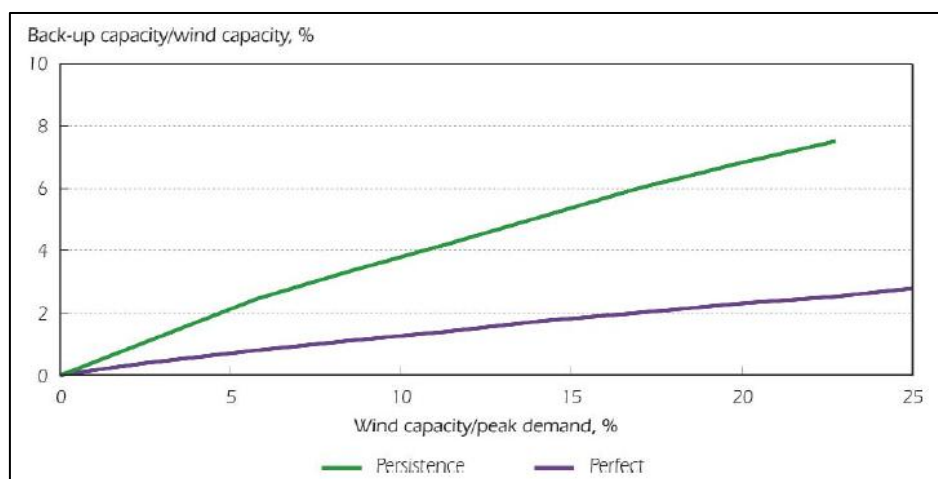


Figura 21 - Impacto da melhoria das previsões meteorológicas na necessidade de *backup*, para diferentes penetrações de energia eólica [7].

Assim, justifica-se o investimento no desenvolvimento de modelos meteorológicos mais fiáveis; de qualquer modo, a rede deve preparar-se sempre para o erro associado a estas ferramentas, superior para previsões a mais longo prazo. Este detalhe é essencial quando se consideram mercados para o *backup* que fecham entre 12h a 36h anteriores ao período de transacção de energia. Este período de tempo, denominado em inglês por *gate-closure time*, é um aspecto a considerar na operação do mercado, feita cada vez mais num contexto de uso crescente de tecnologias de comunicação, que podem permitir a redução deste tempo. Por outro lado, menos estudados estão os períodos de calma atmosférica que impedem a produção: são eventos de elevado impacto e embora sejam estatisticamente *outliers* nas distribuições de probabilidade de velocidade do vento, devem ser considerados para garantir a segurança do abastecimento [7].

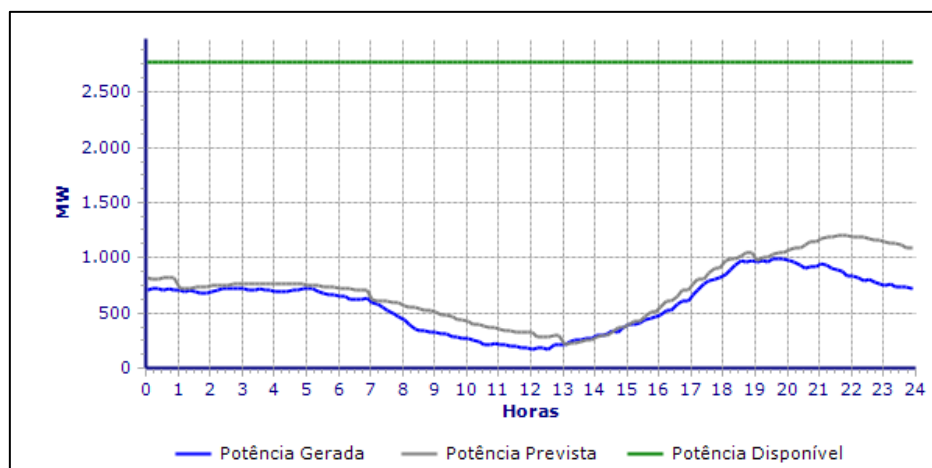


Figura 22 - Previsão e produção em parques eólicos com telemetrias da REN a 24/Maio/2014 [38].

No caso específico dos modelos de previsão de irradiância distinguem-se dois tipos de modelo. O primeiro grupo utiliza séries históricas de irradiância e uma abordagem estatística para prever a irradiância solar horária. Dentro deste grupo destaca-se ainda as redes neuronais artificiais inspiradas na forma como os neurónios processam a informação. Estas redes reconhecem padrões nos dados podendo ser aplicadas a previsões do recurso solar com sucesso. Os modelos do segundo grupo utilizam valores previstos por modelos numéricos NWP e imagens da cobertura nebulosa; usando variáveis exploratórias (movimento horário das nuvens e direcção) é prevista a radiação para períodos para lá de um dia [39].

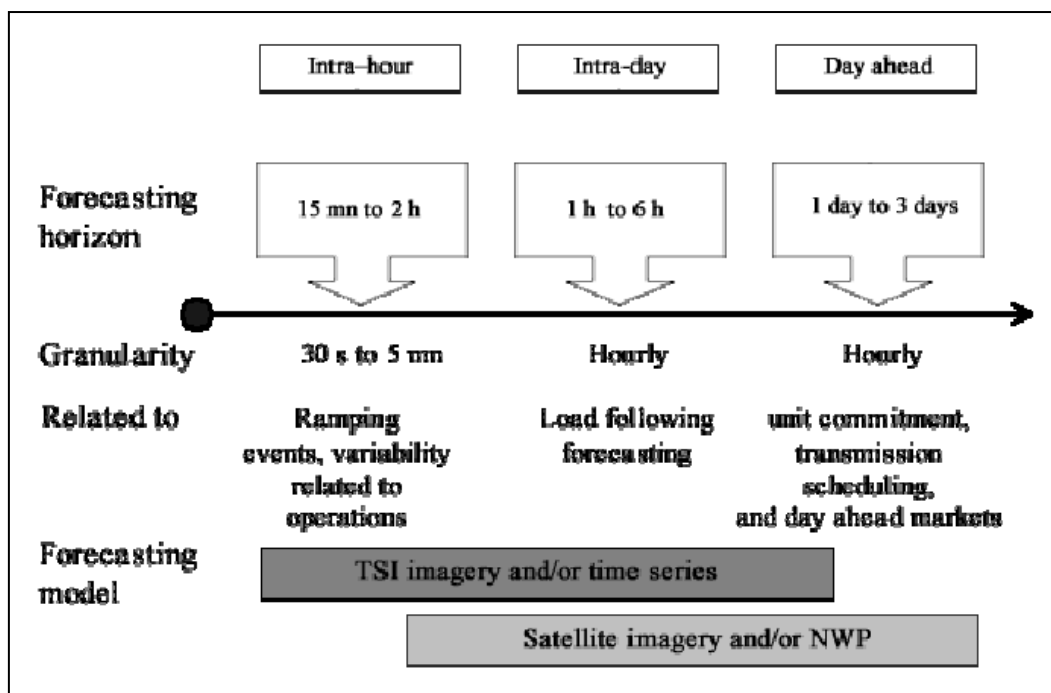


Figura 23 - Relação entre horizontes de previsão, modelos usados e actividades relacionadas [39].

4.2.4 Rede de Transmissão

Os recursos renováveis e as centrais convencionais não estão uniformemente distribuídos e acessíveis às diferentes redes dos países europeus, limitando assim as opções disponíveis ao operador do sistema. Nesse sentido, a interligação entre redes permite ter mais opções de gestão, permitindo uma melhor rentabilização, segurança do sistema e o acesso a centrais de *backup* ou outras reguláveis. Novas tecnologias como o HVDC vão melhorar o trânsito de energia, reduzindo os custos e perdas associadas.

Um exemplo clássico dos benefícios obtidos com a interligação de redes nacionais é o funcionamento do *Nordpool* que permitiu a integração de grandes quantidades de energia eólica no sistema eléctrico dinamarquês, utilizando o sistema de barragens norueguês como reserva: a produção eólica excessiva é armazenada com recurso a sistemas de bombagem hidroeléctrica na Noruega que, por sua vez, vende essa electricidade em mercado quando a procura aumenta. São as ligações ao *Nordpool* e à Alemanha que permitem à Dinamarca uma elevada penetração eólica. Em contraste, o operador do sistema em Espanha definiu um limite máximo de 17% para a penetração eólica. Este facto reflecte a importância das interligações: apesar das boas ligações a Portugal, no contexto do MIBEL, a capacidade de transmissão para o centro da Europa, através de França, é muito reduzida, o que constituiu uma barreira ao aumento da quota de utilização de FER variáveis na Península Ibérica [7].

4.2.5 Geração Distribuída

É definida pela AIE como uma “central de geração servindo o consumidor no local ou dando suporte à rede de distribuição à qual se liga em níveis de tensão de distribuição”. As principais vantagens prendem-se com o alívio das linhas de distribuição (ao produzir junto do consumidor), evitando perdas

nas linhas de transporte. Um exemplo de aplicação típico seriam as centrais de CHP (de pequena escala e a nível local de modo a poderem ser articuladas com redes de *district heating*) em climas frios como a Escandinávia. Em Portugal, existe o programa de miniprodução onde parte da produção deve ser utilizada para autoconsumo [40].

O desafio da gestão de redes com produção descentralizada consiste na absoluta necessidade de ser disponibilizada informação para monitorizar e controlar o sistema, de modo a que os produtores possam responder às necessidades da rede local de distribuição.

No caso particular da energia eólica, a volatilidade do output eléctrico é significativamente reduzida quando se agrega a produção de um conjunto de parques eólicos geograficamente dispersos mas ligados à mesma rede eléctrica [7].

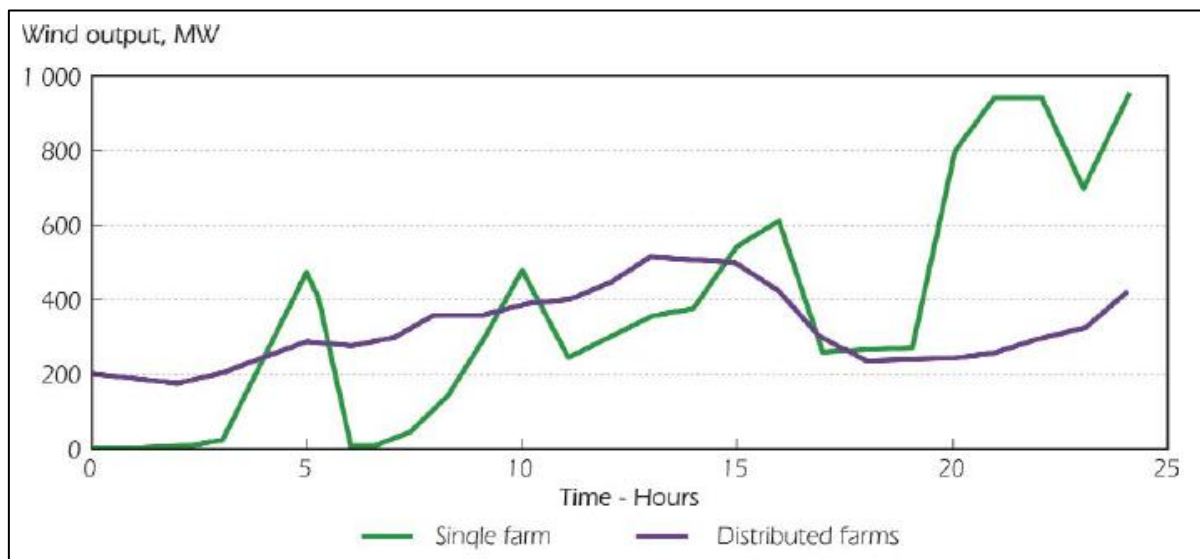


Figura 24 - Efeito de alisamento para 1000MW instalados num mesmo parque eólico (a verde) ou num conjunto de parques distribuídos (a roxo) [7].

4.2.6 Demand Side Response

É um instrumento de política energética baseado na ideia de que a electricidade produzida a diferentes horas do dia tem diferentes valores. Assim, quando o custo marginal da energia nas horas de pico é superior à utilidade que o consumidor retira deste bem, este último estaria teoricamente disponível para modificar o seu consumo, sendo recompensado com um bónus. Do ponto de vista do operador, é indiferente pagar a um produtor para aumentar a oferta ou ao consumidor para reduzir a procura; ambas as acções resultam no equilíbrio entre oferta e procura, o objectivo fundamental do operador. Assim, o mecanismo de DSR permite tornar mais elástica a curva de procura de electricidade, tornando-a mais sensível a alterações no preço, reduzindo também a necessidade de reservas. Essa ferramenta permite ainda diminuir o abuso na utilização de electricidade visto que a procura tenderá a responder a mudanças de preço.

Este mecanismo ainda não está a ser colocado em prática de uma forma generalizada, sendo apontadas duas causas possíveis para tal:

- Os consumidores valorizam a electricidade ao ponto de serem insensíveis a alterações no preço, tendo em conta também que a factura da electricidade tem um peso relativo baixo na generalidade dos orçamentos dos consumidores.
- A existência de barreiras no acesso à informação do mercado.

No sentido de tornar mais efectiva esta solução, tem sido proposta a automação do sistema de controlo das cargas dos consumidores, existindo assim um troca de informação nos dois sentidos entre o operador da rede e o cliente. Assim, o consumidor pode oferecer-se para aumentar ou diminuir o seu consumo, a determinadas horas, de acordo com os preços oferecidos pelo mercado [7].

4.2.7 *Virtual Power Plants*

O presente desenvolvimento na área da geração distribuída e a sua cada vez maior competitividade económica vai permitir que pequenos consumidores possam vir a desempenhar um papel cada vez mais relevante na produção de energia. Neste contexto serão mais limitadas as possibilidades de controlo e estabilidade do sistema eléctrico.

O conceito de central eléctrica virtual pode ser definido como um sistema de informação e comunicação com controlo centralizado sobre um agregado de fontes de geração distribuída, cargas reguláveis e dispositivos de armazenamento. A sua função é gerir a produção e o fluxo de energia na rede interna mas principalmente nas trocas com a rede eléctrica principal. Do ponto de vista do operador e do mercado representa uma entidade única que permite maior visibilidade e controlo sobre um conjunto de operadores distribuídos. Numa fase de maior desenvolvimento, estas centrais poderão também fornecer serviços de sistema (por exemplo controlo de reactiva, de tensão ou compensação de perdas de geração) ou de qualidade de energia.

Esta operação controlada do sistema de unidades de geração distribuídas agregadas é conseguida através de uma infraestrutura que consiste em dispositivos e contadores inteligentes, ligações *wireless*, controlo central computadorizado e aplicações de *software* [41].

5. Tecnologias de Armazenamento

O armazenamento de energia eléctrica é o processo que consiste em converter electricidade da rede para uma forma que possa ser armazenada e convertida de novo em electricidade quando necessário. O processo permite que a electricidade produzida em períodos de baixa procura/custo de geração ou a partir de FER seja utilizada em períodos de maior procura/custo de geração ou falhas de outros tipos de produção. Este processo tem aplicações móveis, como as baterias dos automóveis, por exemplo, ou estacionárias como sistemas de *backup* em hospitais [42].

Com a crescente aposta nas FER, a variabilidade associada à oferta dessas fontes pode ser acomodada através do armazenamento de energia. Estas tecnologias serão vitais num futuro baseado em energia limpa, assegurando a continuidade do abastecimento ao consumidor, a partir de fontes distribuídas e renováveis. Esta tendência verificar-se-á em sistemas ligados à rede eléctrica mas também em aplicações *offgrid* que abastecerão populações actualmente sem acesso à electricidade, nomeadamente em países do Terceiro Mundo. Assim, o armazenamento pode ser a chave para desbloquear o potencial completo das renováveis.

Um conceito fundamental no armazenamento de energia consiste na forma como cada tecnologia concilia energia e potência: tecnologias com períodos de descarga curtos não exigem grandes quantidades de energia armazenada podendo ser usadas, por exemplo, para estabilizar as variações naturais de uma turbina eólica; por outro lado, de modo a suprir falhas de produção (típicas do PV durante a noite ou da eólica em períodos sem vento), são necessárias tecnologias que armazenam energia em larga escala, tendo a capacidade de suprir a procura durante períodos de tempo longos [9]. Assim, estas tecnologias podem ser classificadas de acordo com o tipo de aplicação para a qual se adequam. De acordo com [10], são definidas três categorias:

- Armazenamento de grande escala: caracterizadas por potências de descarga relevantes à escala de um sistema electroprodutor, isto é, dezenas a centenas de MW, e reservatórios com capacidade suficiente para permitir horas de descarga. Tem como principais funções o equilíbrio entre procura e consumo, funcionando como reserva girante do sistema. Um exemplo típico são os aproveitamentos hidroeléctricos com albufeira.
- Geração distribuída: com potência de alguns MW, têm como função principal a resposta a consumos em horas de pico, evitando assim a sobrecarga da rede de transporte. Ligado a instalações de produção geograficamente disseminadas e baseadas em FER. Os reservatórios têm geralmente uma capacidade suficiente para manter a descarga entre alguns minutos até poucas horas. Um exemplo típico são os bancos de baterias usados para apoio a sistemas PV.
- Qualidade de energia: caracterizados por reservatórios com pequena capacidade que podem no entanto ser descarregados muito rapidamente, isto é, com potência até alguns MW. Têm como principal objectivo garantir a qualidade de energia, isto é, manter a frequência dos sistemas alternados em 50Hz e compensar defeitos na onda de tensão (picos e cavas). Assim, é garantida a protecção dos equipamentos ligados à rede pelo consumidor final de electricidade. Um exemplo de aplicação típico é a utilização de sistemas com *flywheels* para regular a frequência do sistema eléctrico na ilha das Flores, nos Açores.

Tabela 1 - Características técnicas básicas de tecnologias de armazenamento de energia, por categoria de aplicação [10].

Categoria de Aplicação	Potência de Descarga	Tempo de Descarga	Energia Armazenada	Aplicações Representativas
Armazenamento de Larga Escala	10 – 1000 MW	1 – 8 h	10 – 8000 MWh	Reserva girante Estabilização de carga
Geração Distribuída	100 – 2000 kW	0.5 – 4 h	50 – 8000 kWh	Consumos pico Diferimento da transmissão
Qualidade de Energia	0.1 – 2 MW	1 – 30 sec	0.028 – 16.67 kWh	Fiabilidade e qualidade de energia para o consumidor final

A utilização destas tecnologias apresenta um conjunto de vantagens em diversas áreas. Em termos económicos, podem substituir as centrais de pico, tipicamente mais caras, e adicionar valor às FER porque as tornam previsíveis do ponto de vista do sistema. Estes diferimentos de produção permitem gerar mais-valias económicas. Note-se que a análise da *performance* económica destas tecnologias deve contemplar o ciclo armazenamento-produção, isto é, guardar uma unidade de energia e voltar a colocá-la na rede. Por outro lado, as redes de transmissão e a capacidade instalada do sistema electroprodutor são dimensionadas para os picos e não para o consumo médio; a introdução de armazenamento ao longo da rede de distribuição permite reduzir a capacidade instalada no sistema (ao diminuir os picos requisitados às instalações de produção) e também aliviar a rede de transmissão, permitindo que estas infraestruturas possam ser utilizadas durante os próximos anos, sem necessidade de investimentos adicionais. Em consequência do anteriormente exposto, estas tecnologias contribuem para a segurança do abastecimento e qualidade de energia [43].

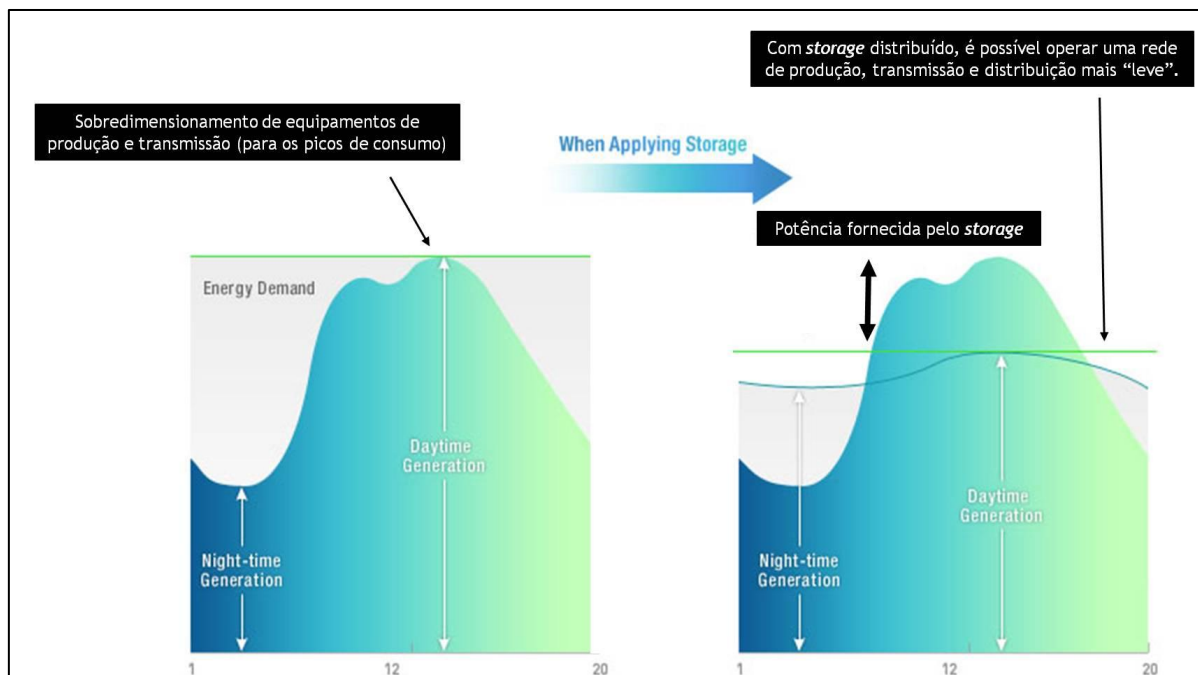


Figura 25 - Impacto do armazenamento de energia na concepção do sistema electroprodutor e potencial de redução do sobredimensionamento de equipamentos de produção, transmissão e distribuição. Imagem adaptada de [43].

5.1 PHS – Pumped Hydroelectric Storage

A bombagem hidroeléctrica é a tecnologia mais bem estabelecida para o armazenamento de electricidade à escala do sistema electroprodutor, constituindo 99% da capacidade instalada em todo o Mundo, de acordo com o Fraunhofer Institute e a EPRI. O princípio geral de funcionamento consiste em bombear água do reservatório inferior para o superior, durante as horas de menor consumo, armazenando energia eléctrica sob a forma de energia potencial. Nas horas de pico, essa água é turbinada para produzir electricidade. Existem duas configurações típicas deste tipo de aproveitamentos [44]:

- PHS puro: Utiliza apenas água previamente bombeada para um reservatório superior para produzir energia. Existe um circuito fechado entre os dois reservatórios, estando o superior colocado fora do curso de água.
- PHS combinado: É a configuração tradicional em que é turbinada água proveniente dos fluxos de montante da bacia hidrográfica, para além da que possa ter sido previamente bombeada para o reservatório superior.

A quantidade de energia armazenada num reservatório depende de dois parâmetros essenciais: o volume de água disponível na albufeira e a altura da queda disponível. A eficiência de conversão

avaliada no processo completo de bombagem e posterior produção encontra-se geralmente entre 65% e 80%, dependendo dos equipamentos mecânicos e eléctricos utilizados [43].

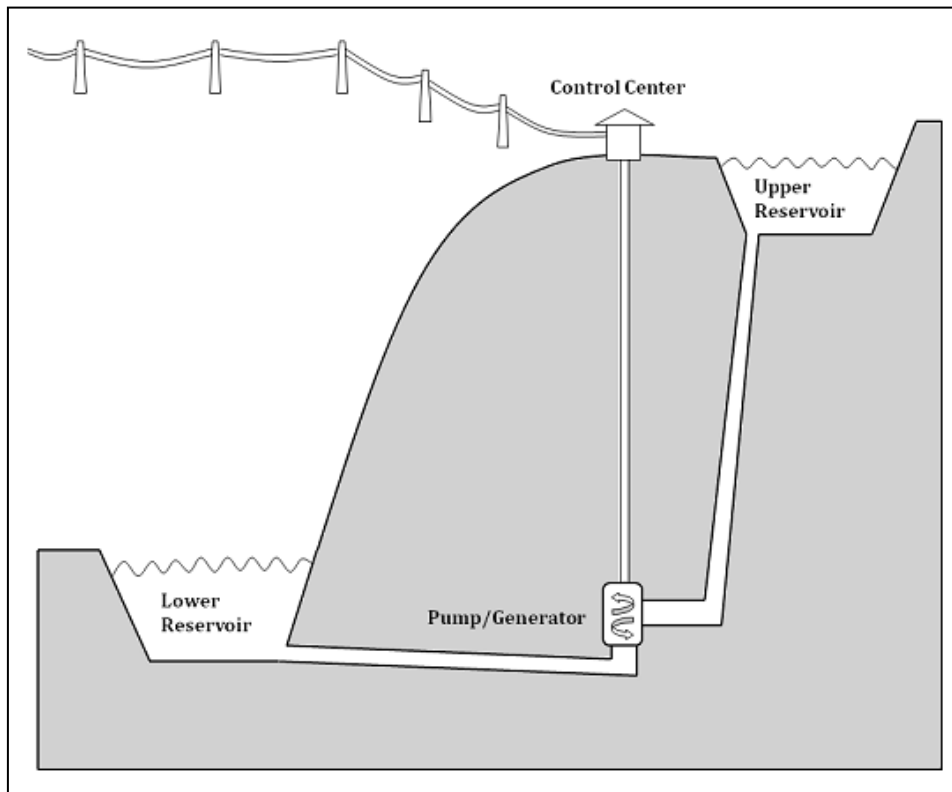


Figura 26 - Diagrama típico de uma central PHS [44].

O armazenamento de electricidade com sistemas PHS permite proteger o sistema eléctrico de falhas de produção e, aliado a electrónica de potência, reduzir as distorções harmónicas da frequência e garantir a qualidade da onda de tensão. Existem no entanto alguns obstáculos à construção deste tipo de aproveitamentos [44], [45]:

- Local com uma topografia adequada, isto é, que garanta uma diferença de altitudes suficiente entre os dois reservatórios.
- Elevado investimento inicial, recuperado apenas ao fim de décadas.
- Disponibilidade local do recurso hídrico.
- Clima da região que condiciona a taxa de evaporação e, conseqüentemente, a quantidade de água disponível para produção de electricidade.

A energia hídrica é amplamente considerada uma fonte limpa no sentido em que não gera directamente poluentes através da queima de combustíveis fósseis. Existem no entanto um conjunto de impactos ambientais que devem ser considerados num sistema PHS [45]:

- Emissão de GHG durante a fase de construção devido ao transporte dos materiais para o local ou associadas ao processo de betonagem, por exemplo.
- Ocupação de grandes áreas de solo para construção do reservatório, com a conseqüente perda de terrenos agrícolas, florestais ou pastagens.
- Alterações climáticas locais devido ao aumento da humidade atmosférica junto ao reservatório, originando por exemplo neblinas matinais mais frequentes.
- Retenção de sedimentos arrastados pelo rio no paredão da barragem. Este fenómeno contribui para a erosão de formações geológicas como as arribas costeiras.

- e. Regularização do caudal que impede o regime natural de cheias, essencial para repor os nutrientes em terrenos agrícolas.
- f. Alteração da qualidade da água devido a processos de eutrofização que ocorre por causa do excesso de nutrientes retidos no reservatório. O próprio processo de bombagem pode reintroduzir sedimentos ou causar a suspensão de partículas que turvam a água da albufeira.
- g. Alterações na fauna e flora do ecossistema fluvial devido às transformações no *habitat*.
- h. Submersão de sítios com interesse arqueológico ou patrimonial.
- i. Estímulos à economia local. Exemplos: construção de estradas, marinas fluviais, etc.
- j. Repovoamento de populações residentes em áreas a inundar para a construção da barragem.
- k. Impactos na paisagem. Exemplo: destruição de elementos de beleza natural como quedas de água a jusante do local da barragem.

No futuro, o aumento da capacidade PHS instalada por todo o Mundo está dependente da possibilidade de se ultrapassarem os requisitos topográficos que limitam imenso os sítios disponíveis para a implantação desta tecnologia. Nesse sentido, foi proposto o conceito IOPAC (*inverse offshore pump accumulation station*) que consiste numa ilha artificial no mar com um conjunto de diques que contêm um reservatório abaixo do nível do mar. Este sistema pode ser associado por exemplo a um parque eólico *offshore* de modo a utilizar os excessos de produção para bombear água do reservatório artificial para o mar (reservatório superior) e, quando necessário, deixar entrar água do mar, accionando as turbinas para a produção de electricidade [46].

5.2 CAES – Compressed Air Energy System

Um sistema de armazenamento de energia em ar comprimido apresenta três componentes fundamentais: um compressor accionado por um motor alimentado por energia eléctrica em excesso nas horas de vazio, um reservatório subterrâneo como um doma salino, uma mina abandonada ou um aquífero e uma turbina de combustão que acciona um gerador, produzindo energia nas horas de pico. Actualmente existem apenas duas centrais CAES em funcionamento: Huntorf na Alemanha, construída na década de 70 e McIntosh nos EUA, construída nos anos 90. Ambas são centrais fiáveis com uma disponibilidade acima de 90% nas horas de pico [10].

O sistema CAES é baseado numa turbina a gás tradicional, separando os ciclos de compressão e expansão em dois processos distintos, armazenando electricidade sob a forma de energia potencial elástica do ar comprimido. A energia é armazenada comprimindo o ar; para extrair essa energia, o ar é retirado do reservatório, aquecido e depois expandido através de uma turbina de alta pressão; o ar é depois misturado com combustível e queimado, sendo os gases de escape expandidos através de uma turbina de baixa pressão. Ambas as turbinas estão ligadas a um gerador para produzir electricidade. Estes sistemas são desenhados para operar eficientemente com cargas parciais, podendo alterar rapidamente da geração para compressão e vice-versa. Esta flexibilidade permite a sua utilização para resposta a variações do consumo [42].

Tal como nos sistemas PHS, a principal barreira para a implementação dos CAES é a necessidade de encontrar locais geologicamente viáveis para constituir o reservatório do sistema. Uma solução que pode permitir a disseminação dos CAES para lá deste constrangimento é a de utilizar grandes sacos de ar no fundo de lagos ou oceanos, obtendo a pressão requerida a partir da profundidade a que o saco é colocado. Esta solução implica a existência de condutas de alta pressão entre a superfície e estes sacos. O princípio de funcionamento consiste em encher ou esvaziar os reservatórios de acordo com as necessidades, conforme é feito nos sistemas CAES típicos [47]. Outra hipótese consiste em reduzir a escala de aplicação: para sistemas de menor capacidade, podendo ser utilizados reservatórios artificiais sob a forma de cilindros contendo ar a alta pressão, sendo denominados sistemas de micro-CAES.

Outra desvantagem dos CAES é a perda de energia associada à dissipação do calor de compressão. No caso dos sistemas tradicionais (diabáticos), é utilizado gás natural para aquecer o ar comprimido no processo de descarga, de modo a evitar temperaturas demasiado baixas nas turbinas. A solução para

evitar este consumo de um combustível fóssil é a utilização de sistemas adiabáticos AA-CAES (*Advanced Adiabatic CAES*) em que é armazenado o calor da compressão, num sistema de armazenamento de energia térmica, podendo ser usado posteriormente para reaquecer o ar comprimido na descarga. Além desta, existem outras alternativas em estudo, nomeadamente o CAES isotérmico que elimina ainda a necessidade de armazenar calor [48].

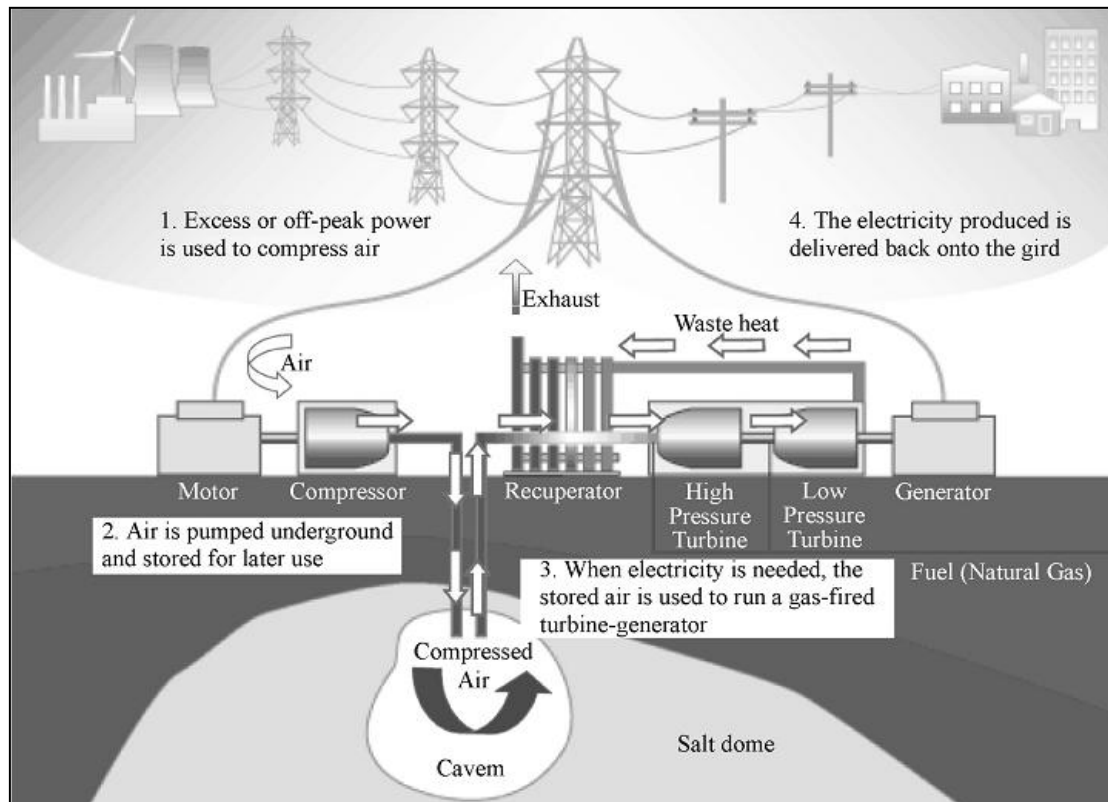


Figura 27 - Diagrama típico de uma central CAES [42].

5.3 TES – Thermal Energy Storage

Esta tecnologia permite guardar energia térmica ao aquecer ou arrefecer um meio de armazenamento de modo a que essa energia possa ser utilizada posteriormente em aplicações de aquecimento, arrefecimento ou produção de energia eléctrica. Actualmente, tem um papel de particular destaque em combinação com centrais solares CSP em que o calor armazenado durante o dia permite manter a produção de electricidade quando não há radiação solar disponível. Os sistemas TES podem ser classificados em três grupos principais:

- Calor Sensível (STES): armazena energia térmica ao aquecer ou arrefecer um meio como água, areia, sais fundidos ou rochas.
- Calor Latente (PCM): utiliza a energia em excesso na rede para promover a mudança de fase de materiais, geralmente com mudanças entre estado líquido e sólido.
- Termoquímico (TCS): utiliza reacções químicas reversíveis que armazenam ou libertam energia térmica de acordo com o sentido da reacção.

Estes sistemas podem ser centralizados, associados por exemplo a redes de *district heating*, centrais de CSP ou CHP. Quanto aos sistemas distribuídos, são aplicados essencialmente em edifícios domésticos e comerciais, nomeadamente através da utilização de colectores para aquecimento de águas sanitárias.

O estado da arte do armazenamento de calor sensível são os tanques de água quente que já provaram a sua competitividade económica e eficiência; além disso, a sua *performance* pode ser potenciada pela melhoria do isolamento térmico e garantia de estratificação de água no tanque. Estes sistemas são usados para armazenamento sazonal de calor solar em combinação com aplicações de *district heating*.

Existe também a opção UTES (*Underground TES*) que utiliza o subsolo como reservatório, através de camadas rochosas /arenosas (fazendo a transferência através de bombas de calor), aquíferos (extraindo ou injectando água) ou cavernas estanques inundadas. Todos os sistemas baseados em calor sensível têm uma capacidade de armazenamento limitado pelo calor específico de cada material, o que justifica também o uso de água, um material com elevada capacidade térmica mássica. Para temperaturas a partir de 100°C, a tecnologia é baseada noutros líquidos como óleos ou sais fundidos; para temperaturas muito elevadas é considerado o armazenamento em materiais sólidos como betão ou cerâmica.

O armazenamento de calor latente através de materiais PCM (*Phase Change Material*) permite contornar os problemas típicos dos sistemas STES: baixa densidade energética e temperatura de descarga variável. De facto, o processo de fusão do gelo envolve densidades de energia na ordem dos 100 kWh/m³ superior aos 25kWh/m³ típicos do armazenamento de calor sensível. Esta tecnologia pode ser usada para armazenamento de curto-prazo (diário) ou longo-prazo (sazonal) usando técnicas e materiais adequados.

Por fim, reacções termoquímicas como a adsorção (adesão de uma substância à superfície de outro sólido ou líquido) permitem construir sistemas TES com densidades de energia na ordem dos 300 kWh/m³. O princípio consiste em carregar o sistema quando moléculas de água se separam da superfície do adsorvente; por outro lado, quando as moléculas de água são adsorvidas, o sistema descarrega libertando calor [49].

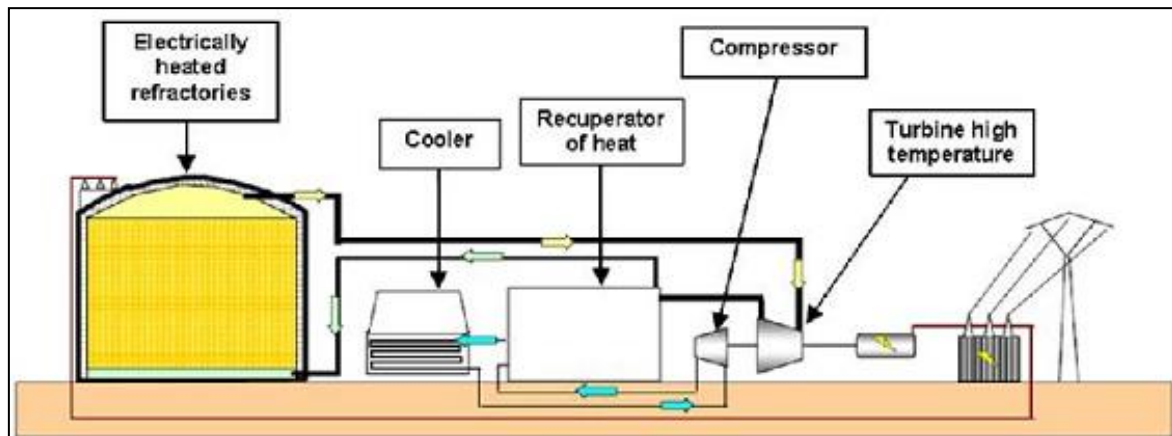


Figura 28 - Exemplo de sistema de armazenamento de calor num material refractário [43].

5.4 FES – Flywheel Energy Storage

Estes sistemas armazenam energia eléctrica sob a forma de energia cinética rotacional através de uma massa cilíndrica rotativa que é acelerada por um motor (armazenando energia) ou ligada ao veio de um gerador para produzir electricidade, diminuindo assim a sua velocidade de rotação. De modo a reduzir as perdas por fricção, o cilindro é operado em vácuo e suportado magneticamente [9]. O total de energia armazenado no sistema depende do tamanho e velocidade do rotor; a potência extraída depende do motor-gerador utilizado. A maior vantagem dos sistemas FES é o seu elevado tempo de vida; independentemente da profundidade da descarga é capaz de suportar um elevado número de ciclos com eficiências na ordem dos 90-95%. São usados em situações que requerem descargas curtas de elevada potência: qualidade de energia (*flicker*, tensão e frequência), controlo de potência activa em parques eólicos, compensação de potência reactiva ou até *backup* de cargas prioritárias. Estas características tornam estes sistemas adequados para estabilizar redes fracas ou isoladas como as que existem em ilhas como as Flores nos Açores [50].

Os sistemas FES podem ser classificados em dois grupos [42]:

- a. Sistemas convencionais com rotor metálico: têm baixa velocidade de rotação e perdas relativamente grandes em modo *stand by*.

- b. Sistemas com rotor de material compósito: estes materiais apresentam elevadas resistências mecânicas que permitem elevadas velocidades de rotação até 10000RPM.

O maior desafio para o futuro consiste na redução do custo da energia armazenada através da produção de dispositivos de baixo custo ou dispositivos de alta velocidade com melhores *performances*. Além de servirem como interface em sistemas baseados em FER, poderão ainda ser aplicadas a sistemas de transporte [9].

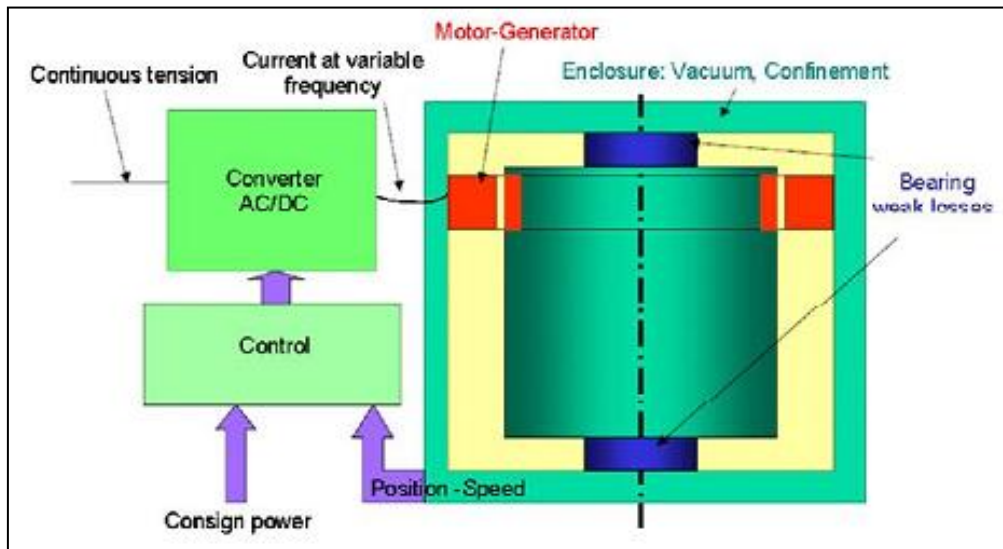


Figura 29 - Diagrama de um sistema FES típico [43].

5.5 SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage

O princípio de funcionamento consiste no armazenamento de energia no campo magnético gerado por uma corrente DC a circular num material supercondutor. As perdas de energia são praticamente nulas porque um supercondutor não oferece resistência ao fluxo de electrões. Esta particularidade permite o armazenamento a longo prazo porque a corrente no supercondutor praticamente não decai ao longo do tempo. No entanto, a manutenção do estado de supercondução implica a manutenção de temperaturas muito baixas através de sistemas de arrefecimento com hélio ou hidrogénio líquido. A possibilidade de injectar ou extrair corrente muito rapidamente, adequa estes sistemas a aplicações de resposta rápida, típicas em processos de qualidade de energia [9]. Apesar disso, o desenho destes sistemas permite também a sua aplicação em geração distribuída ou armazenamento de larga escala. Estão ainda em desenvolvimento aplicações nestas gamas de potência/capacidade [10].

O componente essencial do sistema é a bobina de material supercondutor onde a corrente DC vai circular. As suas dimensões são determinadas pela capacidade do reservatório projectado e pelo *design* da própria bobina. Como referência, uma unidade idealizada nos anos 80 com 1000MW/5GWh necessitaria de uma bobina com um diâmetro entre 150 e 200m, dependendo do rácio altura-diâmetro. Por razões económicas, as forças magnéticas geradas, que tendem a expandir a bobina, devem ser contidas por uma estrutura barata como por exemplo rochas *in situ*. Esta bobina é colocada no interior de um criostato que consiste num recipiente em vácuo, em contacto com a rocha, com o arrefecimento a hélio para a bobina. Assim, o calor da bobina, conduzido pelos suportes ou pelos contactos eléctricos é removido por um refrigerador que usa o hélio como fluido de trabalho. A direcção e magnitude da potência que passa através do conversor AC/DC (um rectificador AC/DC e um inversor DC/AC, necessários para armazenar energia do sistema eléctrico AC num sistema operado em DC) são definidas através da monitorização contínua e simultânea do sistema eléctrico (para perceber se existem quebras ou excessos de energia) e da corrente DC (permitindo saber a quantidade de energia disponível em cada instante). Por outro lado, a corrente da bobina será de dezenas a centenas de amperes pelo que também é necessário um transformador que converta a alta tensão/baixa corrente da rede para a baixa tensão/alta corrente do sistema SMES [51]. As perdas globais deste sistema estão associadas ao sistema de refrigeração e ao conversor, mantendo a eficiência acima dos 90% [11].

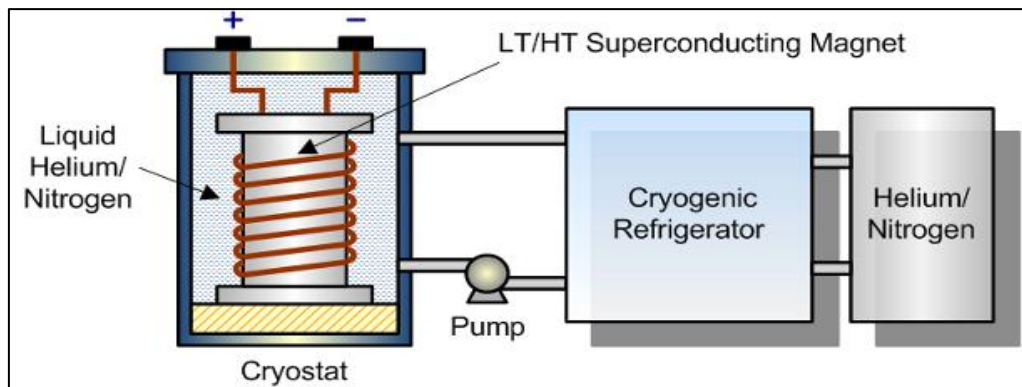


Figura 30 - Representação esquemática de um sistema SMES [52].

5.6 BESS – Battery Energy Storage System

O armazenamento de energia assenta nas baterias e num sistema de controlo de potência sendo o resto da central desenhado para providenciar uma boa protecção a estes dois componentes essenciais [53]. Para funções de apoio à rede eléctrica são consideradas apenas baterias secundárias, isto é, recarregáveis que armazenam electricidade sob a forma de energia química. Uma bateria consiste num conjunto de células electroquímicas constituídas por um electrólito e por dois eléctrodos: um positivo (ânodo) e outro negativo (cátodo). Na descarga, as reacções electroquímicas estabelecidas entre os eléctrodos criam uma corrente através do circuito externo; como essas reacções são reversíveis, a bateria pode ser recarregada aplicando uma tensão entre os eléctrodos. As principais vantagens desta tecnologia são a rapidez de resposta, baixas perdas em repouso, boas eficiências e a modularidade. Por outro lado, a utilização em larga escala é dificultada pela baixa densidade de energia, reduzida potência, tempo de descarga limitado, o tempo de vida e o uso de materiais tóxicos [42]. Destacam-se os seguintes tipos de bateria:

- Ácido – Chumbo (LA)
- Níquel – Cádmio (NiCd)
- Iões de Lítio (Li-ion)
- Sais Fundidos
- Fluxo

5.6.1 Ácido – Chumbo

As baterias de ácido – chumbo são as mais antigas e disseminadas em todo o Mundo. Cada célula inclui um ânodo constituído por dióxido de chumbo (PbO_2) e um cátodo de chumbo, separados por um material microporoso e imersos num electrólito que é uma solução aquosa de ácido sulfúrico (H_2SO_4). Além da configuração mais tradicional deste tipo de baterias, denominadas na literatura por *flooded type*, existem também as VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*), fechadas com uma válvula reguladora de pressão [53]. O princípio de funcionamento básico mantém-se sendo que a diferença consiste no facto de o hidrogénio e o oxigénio produzidos não se escaparem, recombinando como água e eliminando a necessidade de repor o electrólito regularmente.

Estas baterias têm como principais características o pequeno número de ciclos de carga e descarga que suportam (tornando-as desadequadas para aplicações de rede que impliquem uma utilização frequente), o escape de hidrogénio que pode constituir um risco de segurança devido ao seu carácter explosivo, reduzida densidade de energia, baixo custo e elevado grau de maturidade tecnológica.

Existem vários sistemas deste tipo ligados à rede por todo o Mundo, estando um dos maiores instalado na Califórnia com 10MW/40MWh. Além de satisfazer consumos de pico, cumpriu serviços de seguimento de carga, reserva girante, controlo de frequência, *black start* e controlo de potência reactiva [54].

5.6.2 Níquel – Cádmi

As baterias de NiCd contêm um ânodo de hidróxido de níquel (Ni(OH)_2), um cátodo de hidróxido de cádmio (Cd(OH)_2), um separador e um eléctrodo alcalino. Relativamente às baterias de ácido – chumbo, têm maior densidade de energia, robustez e menor necessidade de manutenção sendo por isso muito aplicadas em UPS e dispositivos portáteis.

As maiores desvantagens consistem no seu elevado custo, efeito de memória e a utilização de cádmio, um metal tóxico que levanta problemas ambientais aquando do descomissionamento destes equipamentos [42].

A maior unidade em funcionamento está instalada no Alasca e tem 27MW/6.75MWh, funcionando como reserva girante num sistema eléctrico praticamente isolado [53].

5.6.3 Iões de Lítio

As baterias *Li-ion* têm um cátodo constituído por um óxido metálico de lítio, um ânodo de carbono e um electrólito constituído por um sal de lítio dissolvido em carbonatos orgânicos. Durante o processo de carga, os átomos de lítio do cátodo são ionizados, migrando até ao ânodo onde se combinam com electrões externos, depositando-se entre as camadas de carbono. Na descarga, o processo é invertido.

São caracterizadas por um longo ciclo de vida, elevada densidade de energia e elevada eficiência. Apesar de constituírem cerca de 50% do mercado de dispositivos portáteis, o seu elevado custo é um obstáculo para aplicações em grande escala [42].

Estão instalados bancos de baterias com 36MW/9MWh aplicados na integração de renováveis e estabilidade da rede. A perspectiva futura para aplicações de rede é favorável porque o preço continua a descer e a *performance* a melhorar [54].

5.6.4 Sais Fundidos

As baterias de sais fundidos operam a elevadas temperaturas, tipicamente entre 400°C e 700°C, criando por isso problemas de segurança pelo que a sua construção exige materiais com elevada resistência térmica. Oferecem elevadas densidades de energia e potência.

Uma das baterias mais representativas deste grupo são NaS, constituídas por um cátodo de sódio líquido, um ânodo de enxofre e uma membrana BASE (*Beta-Alumina Solid Electrolyte*) que conduz selectivamente os iões Na^+ . Durante a descarga, estes iões circulam no electrólito para se combinarem com o enxofre formando Na_2S_x , enquanto os electrões fluem num circuito externo. No processo de carga, os polissulfuretos libertam o Na^+ ocorrendo o processo inverso.

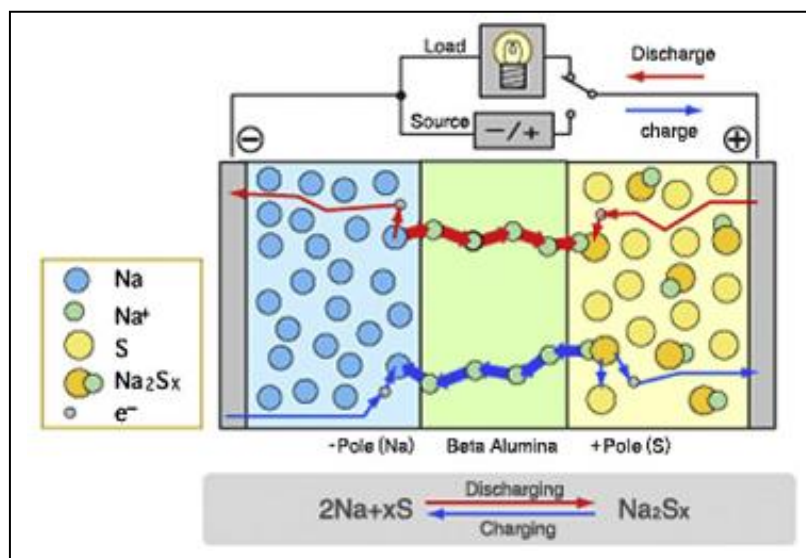


Figura 31 - Funcionamento de uma bateria de sais fundidos NaS durante a carga e descarga [54].

Um obstáculo à sua disseminação é o elevado investimento inicial necessário. Por outro lado, a bateria deve ser mantida a $300^{\circ}\text{C} - 350^{\circ}\text{C}$; este factor constitui a maior desvantagem porque requer parte da energia armazenada para o sistema de aquecimento. Se a bateria estiver em *stand by*, perde diariamente 20% da capacidade armazenada devido às perdas de calor. Em utilização, as suas ineficiências providenciam calor suficiente para manter a temperatura, sem necessidade de energia adicional significativa [42]. A maior unidade em utilização comercial está localizada num parque eólico e tem 34MW/245MWh, sendo usada para estabilizar o output do parque que conta com 51MW de potência instalada [54].

Outra das baterias desta família é conhecida por ZEBRA e usa cloreto de níquel (NiCl_2) como ânodo; têm menor densidade de energia e potência do que as NaS embora possuam características potencialmente mais seguras [42].

5.6.5 Fluxo

As baterias de fluxo consistem em dois reservatórios com electrólitos que são circulados com bombas através de uma célula electroquímica com um ânodo, um cátodo e uma membrana separadora. É produzida electricidade quando ambos os electrólitos fluem; em *stand by*, os electrólitos são guardados separadamente em tanques, fora da célula electroquímica. O seu funcionamento é baseado nas reacções *redox* que ocorrem entre os dois electrólitos.

Têm como principais características a elevada potência, boa durabilidade, facilidade de reposição dos electrólitos, resposta rápida, facilidade em alternar carga/descarga e eficiências relativamente baixas devido à energia usada para circular o electrólito e perdas associadas às reacções químicas. Devido à ausência de auto-descarga, são promissoras para armazenamento de longa duração. Destacam-se três baterias principais neste grupo [53]:

- Célula de combustível regenerativa (PSB): conhecida pelo seu nome comercial *Regenesys*, utiliza o polissulfureto e o brometo de sódio como electrólitos. A maior unidade comercialmente disponível encontra-se em desenvolvimento e terá 15MW/120MWh.
- Vanádio redox (VRB): os pares *redox* de vanádio são armazenados em soluções de ácido sulfúrico. Durante os ciclos de carga e descarga, os iões H^+ são trocados entre os tanques através de uma membrana polimérica e selectiva aos iões H^+ . A maior unidade disponível tem 1.5MW/1.5MWh sendo usada no Japão para controlo de tensão e consumos de pico.
- Brometo de zinco (ZnBr): durante a descarga, o zinco e o bromo combinam formando o brometo e gerando uma tensão. Durante a carga o processo é invertido sendo o zinco metálico depositado no eléctrodo. A maior bateria deste tipo tem 1MW/4MWh.

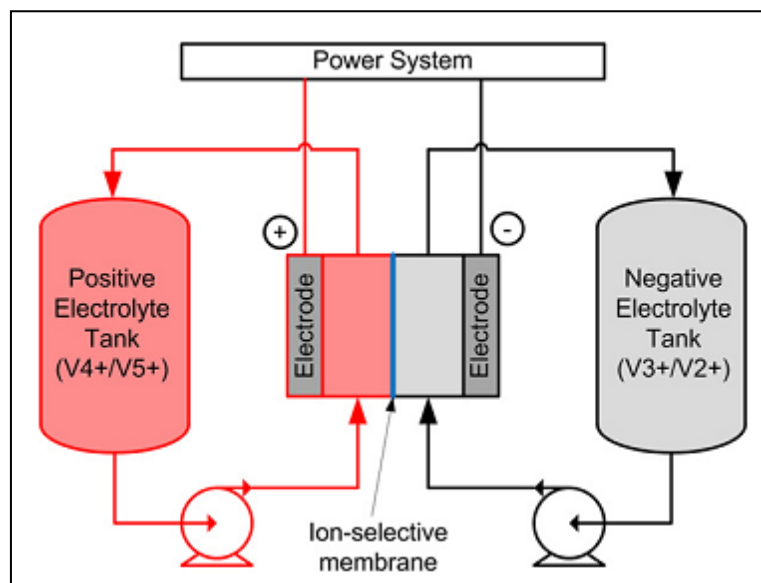


Figura 32 - Representação esquemática de uma bateria de fluxo do tipo VRB [54].

5.6.6 V2G – Vehicle To Grid

O armazenamento em baterias estacionárias encontra-se limitado à capacidade dos equipamentos apresentados anteriormente. O conceito V2G poderá permitir ultrapassar esta limitação com o armazenamento a ser feito de forma disseminada nas baterias dos veículos eléctricos (EV) que se espera poderem atingir uma elevada quota de utilização no futuro. Assim, quando ligados à rede, os EV podem carregar em horas de vazio, armazenando essa electricidade em excesso. Em horas de pico, os EV ligados à rede podem devolver parte dessa energia, ajudando a satisfazer o consumo. Este modo de operação implica a existência no EV de uma interface electrónica para ligação à rede, um contador e comunicação bidireccional que permita ao operador da rede gerir uma frota de EV. Do ponto de vista da rede, este modelo pode ser capaz de suportar alguns consumos de pico, providenciar reserva girante ou serviços de regulação do sistema. Para o dono do EV deve ser disponibilizado um conjunto de infraestruturas como estações de carregamento, de troca de baterias ou pontos de carga domésticos mais lentos [55].

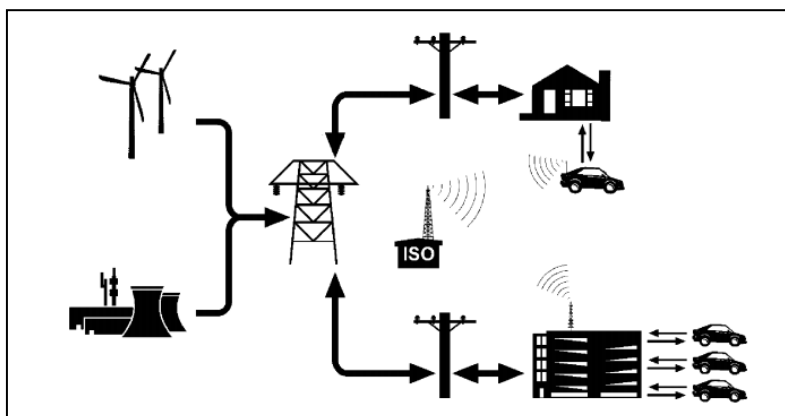


Figura 33 - Integração de uma frota de EV na rede eléctrica [56].

5.7 Ultracondensadores

Um condensador tradicional armazena energia eléctrica através de cargas eléctricas simétricas colocadas em dois materiais separados por um meio dieléctrico. Funciona com duas placas metálicas separadas por finas camadas de um dieléctrico que é geralmente um polímero [10]. Para se obterem maiores capacitâncias, pode ser diminuída a distância entre placas ou aumentada a área de superfície usando eléctrodos de carbono de grande superfície, por exemplo. Apresentam eficiências de armazenamento acima dos 95% podendo resistir a centenas de milhar de ciclos sem perda apreciável de capacidade. São no entanto susceptíveis a auto-descarga, dependendo da natureza do eléctrodo de carbono [9].

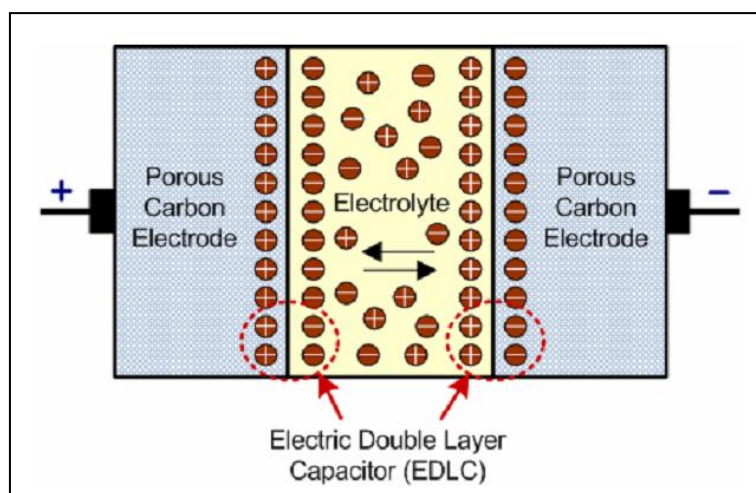


Figura 34 - Representação esquemática de um ultracondensador [52].

Devido ao reduzido tempo de resposta e elevada densidade de potência, são usados para compensação instantânea de tensão. A aplicação a sistemas renováveis está ainda em desenvolvimento sendo geralmente associados a baterias para compensar variações rápidas de carga a que estas são sujeitas durante os processos de carga e descarga. Assim, é possível estender a vida útil da bateria [11]. As suas características tornam estes equipamentos adequados para aplicações de qualidade de energia.

5.8 Hidrogénio

O armazenamento de energia eléctrica utilizando o hidrogénio como vector energético assenta em três componentes fundamentais: o electrolisador que consome electricidade em excesso na rede para produzir hidrogénio, uma célula de combustível que usa esse hidrogénio em conjunto com o oxigénio atmosférico para produzir electricidade em horas de ponta e um tanque para armazenar o hidrogénio desde a sua produção até à sua utilização final [43].

Uma célula de combustível é um dispositivo de conversão electroquímica que produz electricidade quando lhe são fornecidos simultaneamente um combustível (ânodo) e um oxidante (cátodo) que reagem na presença de um electrólito. Geralmente, os reagentes entram na células, os produtos de reacção saem e o electrólito mantém-se. Diferem das baterias porque consomem os reagentes que têm de ser substituídos, ao passo que a bateria armazena energia química num sistema fechado. Além disso, os eléctrodos de uma bateria reagem enquanto que na célula de combustível são relativamente estáveis [42].

Existem muitos tipos distintos de células de combustível como as alcalinas (AFC), metanol directo (DMFC), óxidos sólidos (SOFC) entre outras, que diferem no electrólito, temperatura operativa, tipo de combustível usado ou design por exemplo. Para ser usado hidrogénio como combustível e oxigénio como oxidante, é indicada por exemplo uma AFC. Podem ser usadas em produção descentralizada *on* ou *offgrid*, cogeração ou aplicações remotas. Quanto ao armazenamento do hidrogénio, pode ser feito de forma comprimida, liquefeita ou combinado com hidretos metálicos.

A combinação de um electrolisador com um célula de combustível resulta num sistema com uma eficiência global nunca superior a 35%; associado ao elevado custo de investimento e tempo de vida limitado, este factor torna economicamente inviável aplicações de larga escala em rede [43].

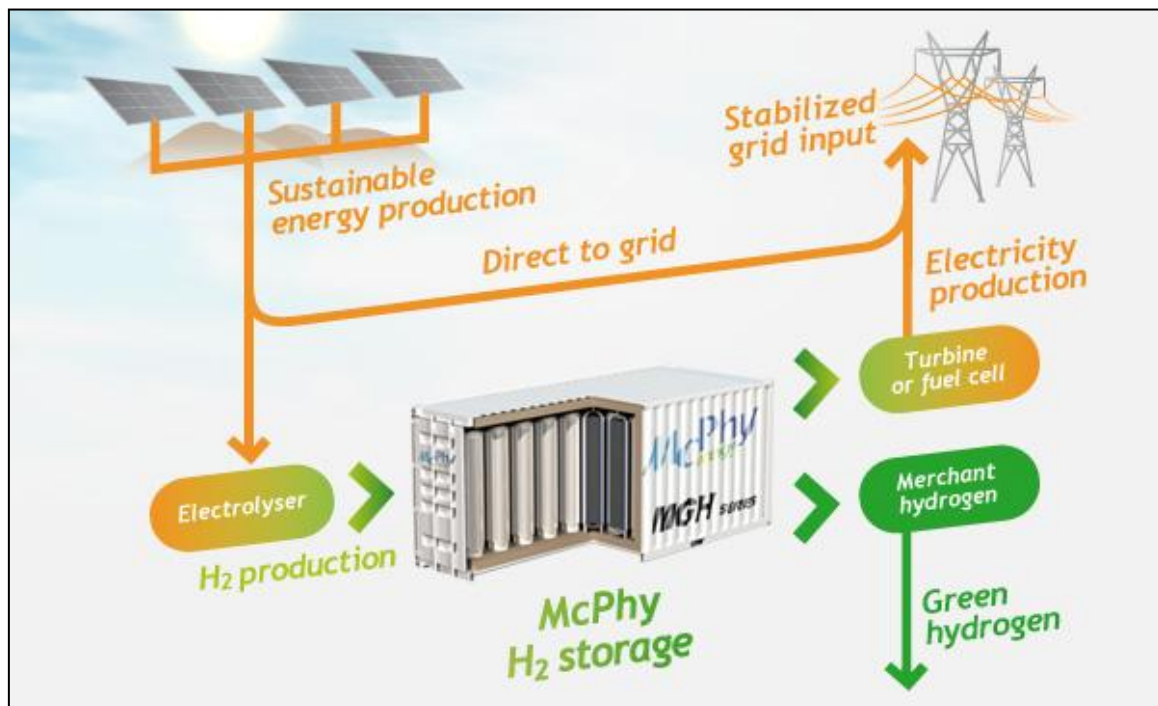


Figura 35 - Utilização do armazenamento de electricidade com recurso a hidrogénio [57].

5.9 Combustíveis Solares

O princípio de funcionamento consiste em concentrar a radiação solar numa pequena área, utilizando espelhos parabólicos. Assim, obtém-se calor a elevadas temperaturas que pode ser usado para promover uma reacção química endotérmica, com o objectivo de produzir um combustível transportável e armazenável para posterior utilização na produção de electricidade. Destaca-se por exemplo o hidrogénio solar produzido a partir de diferentes processos como a termólise da água ou a degradação de combustíveis fósseis recorrendo à energia solar [42].

6. Modelação do Sistema Eléctrico

A identificação do potencial das energias renováveis tornou-se recentemente uma área chave do planeamento energético. Além disso, o estudo do impacto da instalação destas tecnologias num sistema eléctrico pré-existente é essencial para garantir a segurança do abastecimento e a rentabilidade económica do sistema. Esta análise é feita com recurso a ferramentas informáticas que modelam e simulam sistemas energéticos [12].

No âmbito deste trabalho, pretendia-se encontrar um *software* que permitisse simular um sistema energético à escala de um país (Portugal), num horizonte temporal mínimo de um ano, com intervalos de tempo máximos de 1h para a simulação. Além disso, pretendia-se uma ferramenta gratuita, com ênfase nas fontes de energia renováveis, e capaz de aliar alguma análise económica e ambiental à modelação energética efectuada. Assim, com base na revisão de ferramentas de modelação feita em [12], foi seleccionado o *software EnergyPLAN*. A única tecnologia de armazenamento incluída nesta simulação é a bombagem hidroeléctrica.

6.1 Caracterização do modelo EnergyPLAN

O *EnergyPLAN* é uma ferramenta determinística do tipo *input/output*, desenvolvida continuamente desde 1999 na Universidade de Aalborg (Dinamarca), e que consiste numa série de separadores onde é introduzida informação que permite simular por completo o sistema energético, visto que inclui o sector da electricidade mas também do calor/frio e transportes. Como principais *inputs* destacam-se a procura de energia (sob diferentes formas), as fontes renováveis, custos e estratégias para importação/exportação e gestão de excessos de produção. Os *outputs* são os balanços de energia, consumo de combustíveis e custos totais. O *software* otimiza a operação do sistema, ao contrário de outras ferramentas que são usadas para otimizar os investimentos [12]. A análise é feita para o período de 1 ano, com intervalos de 1 hora. O modelo inclui ainda um vasto leque de tecnologias permitindo assim analisar as sinergias existentes entre electricidade, gás, *district heating* e redes de arrefecimento. O *design* da ferramenta permite demonstrar como as *smart grids* podem ser conciliadas com a energia renovável, transformando-a em diferentes vectores energéticos [13].

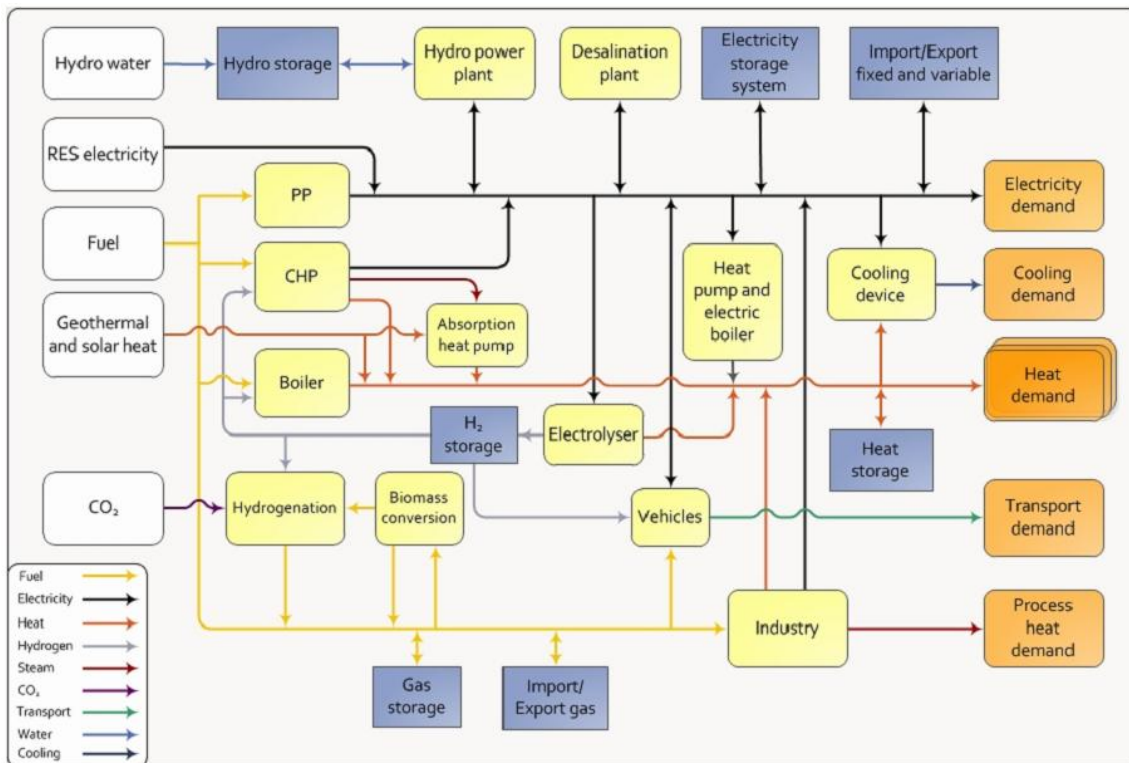


Figura 36 - Representação esquemática do modelo *EnergyPLAN* [13].

6.1.1 Inputs

Tipicamente, os dados técnicos necessários para o modelo *EnergyPLAN* são de três tipos [58]:

- a. Produção ou procura em TWh/ano.
- b. Capacidade instalada por tecnologia em MW.
- c. Distribuição anual, numa base horária, da produção (por fonte de energia) e consumo.

Esta distribuição consiste em 8784 pontos, isto é, dados horários para um ano bissexto. Geralmente são dados adimensionalizados (entre 0 e 1), excepto no caso da distribuição de preços onde são usados os valores absolutos. Depois de criado o modelo de referência usando os *inputs* técnicos é possível fazer análises comparativas de diferentes sistemas ao nível da *performance* técnica.

Além dos dados técnicos, o modelo pode incluir dados económicos que permitem calcular os custos associados ao sistema energético:

- a. Custos de combustível: compra, manuseio, taxas e custos de emissão de CO₂.
- b. Custos de investimento: capital, tempo de vida das centrais e taxas de juro.
- c. Custos de operação: variáveis e fixos, para cada unidade de produção.
- d. Custos adicionais.

Assim, é possível fazer uma análise económica do sistema e criar alternativas com diferentes *performances* técnicas e custos anuais de operação.

Existe ainda um separador no modelo relativo à regulação que será discutida em detalhe no subcapítulo seguinte; permite colocar por exemplo a capacidade das linhas de transmissão para outro sistema. Inclui também os preços de electricidade no mercado externo pelo que é possível identificar a *performance* óptima do sistema energético numa perspectiva puramente económica de mercado. A partir deste cenário podem ser feitas alterações para escolher um cenário óptimo do ponto de vista socio-económico, ajustando por exemplo as taxas (traduzindo com efeito uma determinada política energética) para garantir o benefício máximo para a sociedade [58].

6.1.2 Optimização

O *EnergyPLAN* permite efectuar dois tipos de optimização do sistema energético (técnica ou de mercado) tendo em conta essencialmente cinco critérios que definem se um determinado sistema é ou não preferível a um outro alternativo:

- a. PES (*Primary Energy Supply*): o total de energia consumida pelo sistema.
- b. CO₂: o total de emissões associadas ao sector energético.
- c. Custos anuais: o total necessário para satisfazer os consumos com base na configuração do sistema apresentada.
- d. EEEP (*Exportable Excess Energy Production*): quantidade de electricidade que tem de sair do sistema e que foi exportada, dentro da capacidade de transmissão do sistema.
- e. CEEP (*Critical Excess Energy Production*): quantidade de electricidade que apesar de em excesso, não foi exportada por constrangimentos no sistema de transmissão.

A optimização técnica tem como principal objectivo a minimização do consumo de combustíveis fósseis, podendo ser feita sem quaisquer *inputs* económicos. Apenas é importada energia quando as unidades de produção existentes não conseguem suprir a procura; o excesso de energia produzida é exportado. São distinguidas duas opções essenciais de regulação neste tipo de optimização:

1. Equilíbrio na procura de calor: as centrais produtoras de calor operam de acordo com a procura de calor. Afecta a produção de electricidade especialmente ao nível de centrais CHP. Existe uma opção similar, com tarifa tripla, que foi introduzida no sistema dinamarquês para

encorajar as unidade CHP a produzir electricidade em horas de pico, com recurso a armazenamento térmico.

2. Equilíbrio na procura de calor e electricidade: Minimiza a exportação de electricidade essencialmente através da substituição de CHP por caldeiras eléctricas ou bombas de calor para aquecimento. Isto permite simultaneamente aumentar o consumo e diminuir a produção de electricidade, igualando oferta e procura. Existe ainda uma opção similar onde, quando existe uma grande penetração de renováveis, o CHP pode ser limitado para efeito de estabilização da rede.

A optimização de mercado tem como critério essencial a minimização dos custos de operação do sistema. É feita de modo a conciliar oferta e procura ao menor custo possível [58]. Assume um mercado de electricidade em que os operadores das centrais procuram otimizar o seu lucro. A modelação baseia-se em identificar o preço de mercado a cada hora (resultante do cruzamento entre oferta e procura) e a produção exacta de cada central para a qual o preço de mercado resultante é igual ao preço marginal de produção.

Um parâmetro de enorme relevância é o *Minimum grid stabilisation share*, isto é, a percentagem mínima de produção que deve ser proveniente de centrais capazes de fornecer serviços de estabilização da rede, como é o caso das hídricas ou térmicas. É especialmente importante em sistemas com elevada penetração renovável, sendo recomendada um quota mínima de 30%.

O *output* gerado pelo processo de optimização pode ser visualizado em forma de texto, tabelas ou num conjunto de gráficos e diagramas [13].

6.2 Exemplos de aplicação do software

O *EnergyPLAN* tem um vasto registo de aplicações dentro das quais se destacam as abaixo mencionadas [12]:

- a. Análise da integração em larga escala de energia eólica.

No estudo apresentado em [59], a ferramenta foi utilizada para analisar como diferentes configurações do sistema eléctrico e diferentes estratégias de regulação podem ser aplicadas para maximizar a penetração eólica. Analisa três factores essenciais no sistema dinamarquês: o excesso de produção causado pelas flutuações na oferta de eólica e procura de calor em sistemas CHP, a utilização de eólica para reduzir as emissões de CO₂ e a possibilidade da eólica poder beneficiar com as trocas em mercado no *Nordpool*.

- b. Combinações óptimas de fontes de energia renovável.

Na referência [60], o *EnergyPLAN* é usado para analisar a possibilidade de aplicar um *mix* de FER flutuantes (PV, eólica e ondas) no sistema de referência dinamarquês. A possibilidade de integrar uma determinada combinação de FER tem como principal critério de decisão o excesso de produção de electricidade calculado com o *software*. A utilização deste critério é sustentada no facto de os excessos de produção terem que ser geridos em mercado e exportados (de acordo com as limitações das linhas de transmissão), sujeitos por vezes a preços baixos resultantes do excesso de oferta.

- c. Utilização na área dos transportes: V2G e biocombustíveis.

A análise do conceito V2G no *EnergyPLAN* é feita por exemplo em [61]. Neste estudo, os autores demonstram como uma frota de veículos eléctricos, gerida numa infraestrutura V2G, pode fornecer capacidade de armazenamento ao sistema eléctrico, ajudando a conciliar oferta e procura, um aspecto fundamental para um sistema com elevada penetração FER. Também na área dos transportes, é analisada em [62] a possibilidade de tornar o sector 100% renovável, focando em especial área dos biocombustíveis.

- d. Potencial da utilização de *fuel cells* e electrolisadores.

O papel dos sistemas com células de combustível e electrolisadores é analisado em [63] no contexto de um sistema 100% baseado em energia renovável. O *software* foi usado para análise dos sistemas

residenciais de aquecimento e para perceber como o excesso de electricidade poderia ser aplicado de uma forma otimizada.

e. Impacto do armazenamento de energia.

Neste âmbito, o modelo *EnergyPLAN* foi usado em [64] para analisar a forma como a introdução de princípios de armazenamento e realocação de energia (usando bombas de calor ou caldeiras eléctricas integradas em instalações de CHP) poderia ser usada para fazer face aos desafios colocados ao operador do sistema pelas elevadas penetrações de FER.

f. Aplicação em sistemas CAES.

O caso específico do armazenamento em sistemas de ar comprimido é analisado detalhadamente em [65] onde o *EnergyPLAN* é usado para comparar os benefícios económicos de integrar a energia eólica com os custos da tecnologia CAES e de outras tecnologias alternativas de armazenamento. É determinado o retorno passível de ser obtido com o CAES por via das trocas de electricidade em mercado.

g. Simulação de sistemas energéticos 100% renováveis.

O *EnergyPLAN* foi também utilizado para construir cenários 100% ou pelo menos com forte penetração de renováveis no sistema energético de países como a Macedónia [66], Croácia [67] ou Irlanda [68]. Estes trabalhos tiveram como objectivo estudar a transição de sistemas ineficientes fortemente baseados em combustíveis fósseis importados para sistemas eficientes baseados em renováveis.

h. Aplicação ao sistema eléctrico português

Em duas ópticas distintas, o *EnergyPLAN* foi já aplicado a Portugal, nomeadamente em [69], onde a autora usa o *software* para estudar cenários 100% renováveis para a geração de electricidade em Portugal, e [70] onde é modelado o sistema eléctrico ibérico.

7. Cenários

Cada cenário modelado no *EnergyPLAN* é caracterizado por um conjunto de dados técnicos entre os quais se destacam os que são apresentados na tabela abaixo. A única tecnologia de armazenamento utilizada nos 4 cenários é a bombagem hidroelétrica.

Tabela 2 - Parâmetros técnicos essenciais para caracterizar os cenários do Sistema Electroprodutor Nacional a simular no *EnergyPLAN*.

Dados Técnicos		
Tipo	Parâmetro	Unidade
Balanço	Consumo Total	TWh/ano
	Saldo Importador	TWh/ano
	Consumo PHS	TWh/ano
Produção	Fuel	TWh/ano
	Gás Natural	TWh/ano
	Biomassa	TWh/ano
	Cogeração	TWh/ano
Capacidade Instalada	Produção PHS	TWh/ano
	Carvão	MW
	Gás Natural	MW
	Biomassa	MW
	Fuel	MW
	Fotovoltaica	MW
	Fio-de-Água	MW
	Albufeira	MW
	Ondas	MW
	Eólica	MW
	Bombagem	MW
	Reservatório PHS	GWh
	Linhas de Transmissão	MW
Combustível (Cogeração)	Gás Natural	TWh/ano
	Fuel	TWh/ano
	Biomassa	TWh/ano
	Carvão	TWh/ano
Eficiência	Gás Natural	%
	Carvão	%
	Bombagem	%
	Barragens	%

Além disso, é ainda utilizado um conjunto de parâmetros económicos no modelo.

Tabela 3 - Parâmetros económicos essenciais para caracterizar os cenários do Sistema Electroprodutor Nacional a simular no *EnergyPLAN*.

Dados Económicos		
Tipo	Parâmetro	Unidade
Combustível	Preço	€/GJ
	Manuseamento	€/GJ
	Taxas	€/GJ
	Conteúdo de CO ₂	kg/GJ
	Preço do CO ₂	€/ton CO ₂
Investimento	Custo de Investimento	€/MW
	Tempo de Vida	Ano
	Custo de O&M	% do Inv.
	Taxa de Juro	%
Operação	Custo de O&M	€/MWh
Mercado	Preço da electricidade	€/MWh

Nos subcapítulos seguintes, serão apresentados os diferentes cenários e a forma como diferem no conjunto de variáveis acima apresentadas.

7.1 Cenário A - Referência

Como cenário de referência, doravante designado por cenário A, utilizou-se o ano de 2010. Os dados técnicos e económicos são organizados pelos separadores utilizados no *software*. A explicação sobre como foi obtido cada valor bem como os cálculos e pressupostos assumidos estão patentes no Anexo I.

7.1.1 Tratamento de dados

Os dados de consumo e produção de electricidade em Portugal utilizados neste trabalho são provenientes da REN, para o ano de 2010. Como o *EnergyPLAN* utiliza 366 dias, considera-se o dia 366 igual ao dia 1. A fonte de dados consiste num ficheiro *Excel* com as produções por tecnologia, consumos, importação e exportação, em intervalos de 1 hora, de acordo com a estrutura apresentada abaixo. Assim, a caracterização completa de um ano do sistema electroprodutor tem por base 8784 entradas no ficheiro *Excel*, correspondentes a 24 horas de 366 dias.

Tabela 4 - Excerto dos dados da REN, em MW [71].

Interligação	Albufeiras	Fios de Água	Fuel	Gás Natural	Carvão	Consumo	Consumo+ Bombagem	PRE Térmico	PRE Hidráulico	PRE Eólico	PRE PV
1250,9	1268,0	1618,8	0	586,6	231,3	5479,1	5515,6	608,8	279,1	2198,0	0,0
1552,9	1392,1	1530,1	0	510,7	474,9	5199,1	5396,6	581,3	266,8	2219,4	0,0
1602,0	1291,5	1472,6	0	325,3	498	4872,0	5103,9	579,0	267,5	2302,0	0,0
1578,1	1268,2	1403,6	0	269,8	266,4	4582,4	4812,6	576,0	272,6	2364,6	0,0
1580,2	1095,9	1476,0	0	263,8	109,9	4398,5	4628,3	581,1	279,7	2432,9	0,0
1568,3	913,1	1474,4	0	303,4	109,2	4277,2	4517,5	585,1	284,7	2446,3	0,0
1623,7	859,6	1607,0	0	263,7	109,7	4228,8	4513,6	588,7	277,6	2460,9	0,0
1528,9	751,5	1489,8	0	346,3	109,4	4126,7	4415,1	592,5	281,2	2405,8	0,0
1640,8	629,8	1584,6	0	272	109,5	3933,7	4221,7	591,5	285,8	2413,1	10,9

A partir destes dados é possível construir as distribuições horárias adimensionalizadas para os seguintes itens:

- Consumo.
- Importação/Exportação Fixo (será útil para modelar a situação de referência).
- Produção Eólica.
- Produção Fotovoltaica.
- Produção Hídrica a Fio-de-Água (considera-se que corresponde à componente PRE Hidráulica somada com a PRO Fio-de-Água).
- Cogeração (considera-se que corresponde à componente PRE Térmico).

Posteriormente, estes dados são adimensionalizados utilizando a potência média (no caso do consumo, importação/exportação) e a potência instalada (no caso dos fios-de-água, cogeração, eólica e fotovoltaica).

Além destas distribuições, o modelo utiliza ainda as seguintes:

- Distribuição anual da afluência de água às albufeiras (estes dados estão disponíveis no Centro de Informação da REN [72], numa base diária. Para usar no *EnergyPLAN*, foi criada uma rotina em *Matlab* que faz uma interpolação de modo a obter os dados numa base horária).

- b. Preços da electricidade no mercado externo (considera-se o preço no mercado espanhol visto que é aquele com o qual existem trocas mais relevantes [73]).

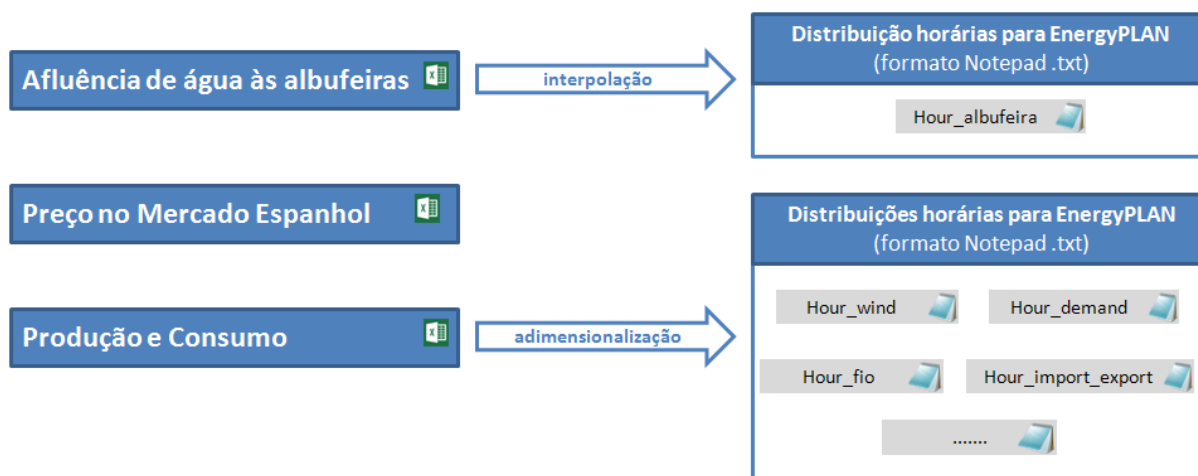


Figura 37 - Esquema de tratamento de dados: desde os originais da REN até às distribuições utilizáveis em *EnergyPLAN*.

7.1.2 Validação do modelo

O primeiro passo para garantir a validade do modelo na caracterização do sistema eléctrico consistiu em comparar o consumo e a produção por tecnologia, obtidos dos dados originais da REN e resultantes do *EnergyPLAN*. Para tal, introduziram-se os dados no programa e fez-se uma optimização técnica do sistema, sem introdução de quaisquer parâmetros económicos.

Tabela 5 - Comparação entre resultados obtidos com *EnergyPLAN* e dados da REN.

Parâmetro	Energia (TWh/ano)		Mínimo (MW)		Máximo (MW)	
	REN	<i>EnergyPLAN</i>	REN	<i>EnergyPLAN</i>	REN	<i>EnergyPLAN</i>
Consumo	52.32	52.32	3624	3624	9384	9384
Saldo Exportador	-2.61	-2.61	-1727	-1729	1769	1772
Térmica	17.47	16.88	0	0	4818	6046
Cogeração	7.33	7.33	529	529	1144	1145
Albufeira	6.52	6.63	0	145	2170	1680
Fio-de-Água	9.82	9.82	10	10	2329	2329
Eólica	9.06	9.06	7	7	3214	3214
PV	0.21	0.21	0	0	97	97

As únicas discrepâncias significativas, ainda que pequenas, registam-se nas albufeiras e na produção térmica. Isto acontece porque o *EnergyPLAN* não requiere o perfil de produção destes dois tipos de tecnologia, utilizando-as para ajustar a produção ao consumo. Assim, a produção térmica é apenas balizada com a distribuição de combustível para as centrais; a hidroeléctrica em albufeiras é limitada pela afluência de água às albufeiras. Nesse sentido, é compreensível que a regulação e ajuste feito pelo *EnergyPLAN* seja um pouco diferente do que é feito na realidade diária da operação do sistema eléctrico nacional.

A comparação, num determinado intervalo de tempo do ano simulado, de alguns perfis de produção é o passo seguinte na validação do programa. Escolhem-se as primeiras 72 horas do ano podendo observar-se os resultados nos gráficos abaixo onde as linhas representam os resultados do *EnergyPLAN* e os pontos os dados da REN. Além disso, fez-se a comparação da potência média requisitada ao sistema em cada mês. Para tornar mais simples esta comparação, calculou-se o desvio

entre os dados da REN (arredondados às unidades) e os dados obtidos a partir do *EnergyPLAN*; o resultado da aplicação desta metodologia está expresso na tabela 6.

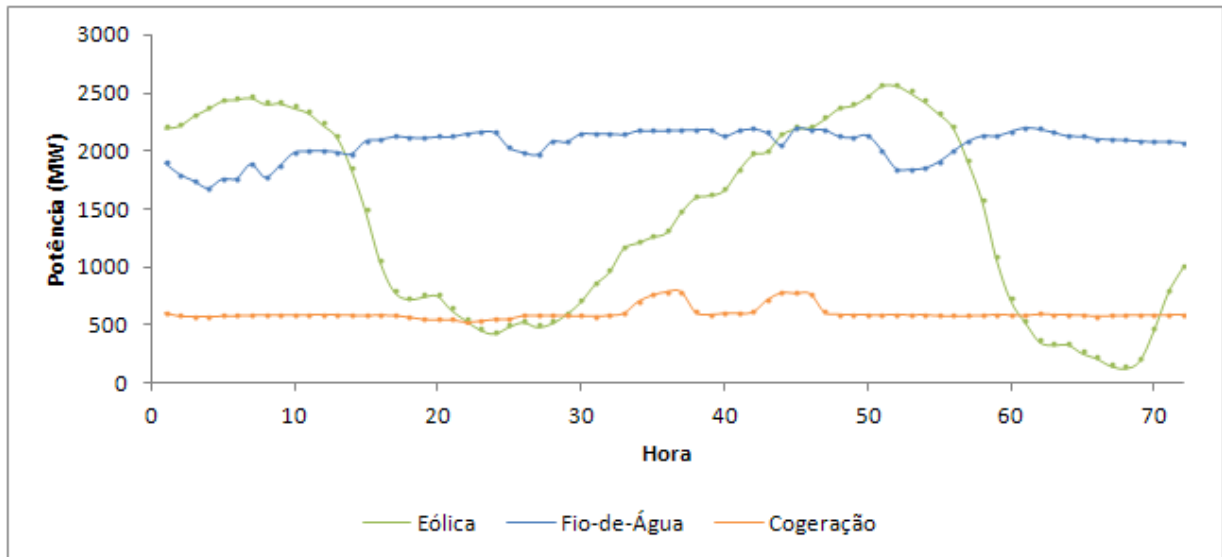


Figura 38 - Comparação dos perfis de produção de algumas tecnologias entre os resultados do *EnergyPLAN* (linha) e dados da REN (pontos).

Nas tecnologias de produção onde o *EnergyPLAN* utiliza os perfis de produção como *input* (eólica, fio-de-água, solar fotovoltaico e cogeração), os resultados do modelo são completamente concordantes com os dados originais da REN, sem qualquer discrepância significativa.

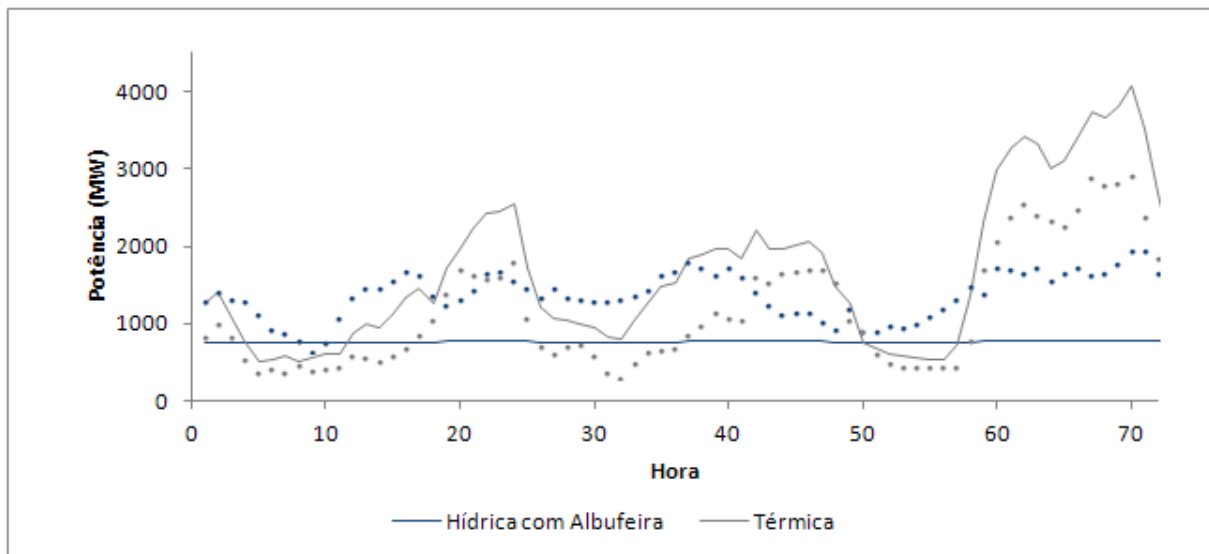


Figura 39 - Comparação dos perfis de produção da térmica e da hídrica com albufeira, entre os resultados do *EnergyPLAN* (linha) e dados da REN (pontos).

Como foi explicado anteriormente, não existe um controlo directo sobre os perfis de produção das centrais termoelétricas e das hidroelétricas com albufeiras no *EnergyPLAN*. Assim verifica-se que o modelo tem dois comportamentos distintos:

- No caso da hídrica, o *software* opta por manter uma produção relativamente constante. Este facto verifica-se não só nos primeiros três dias do ano, como é representado no gráfico acima, mas também para o resto do ano.
- A térmica é utilizada pelo *EnergyPLAN* para ajustar aos picos de consumo seguindo o que acontece com os dados reais. Apesar de seguir a mesma tendência, verifica-se aqui que a potência é inferior à real o que reflecte o que a hídrica não produz, como é visto no gráfico.

Estes factores deverão ser tidos em conta em posteriores simulações de sistemas electroprodutores futuros, dos quais não se conhece a produção por tecnologia .

Tabela 6 - Comparação da potência média mensal entre os dados da REN e os resultados obtidos com recurso ao *EnergyPLAN*.

Mês	REN	EnergyPLAN	Desvio
Janeiro	6612	6612	0.000%
Fevereiro	6597	6588	0.136%
Março	6137	6146	0.146%
Abril	5506	5498	0.145%
Mai	5521	5514	0.127%
Junho	5577	5569	0.143%
Julho	5957	5950	0.118%
Agosto	5722	5715	0.122%
Setembro	5786	5778	0.138%
Outubro	5489	5482	0.128%
Novembro	6099	6092	0.115%
Dezembro	6560	6551	0.137%

Por fim, a análise comparativa das potências médias mensais registadas pela REN e as obtidas no *EnergyPLAN* apontam também para a elevada qualidade do modelo na definição do consumo de electricidade. De facto, os desvios do modelo relativamente aos dados originais são bastante pequenos e não são significativos face à ordem de grandeza da potência.

Assim, a análises acima apresentadas permitem concluir que o modelo *EnergyPLAN* pode ser aplicado com sucesso para modelar o sistema eléctrico português. Importa no entanto ter alguma cautela na modelação dos sistemas termoelectricos e hidroelectricos com barragens visto que a sua definição não é tão directa como noutras tecnologias.

7.2 Cenário B

Este cenário encontra o sistema eléctrico português numa fase de transição profunda, tendo como referência o ano de 2018. O objectivo desta transição passa por substituir o carvão por gás natural como fonte de energia primária nas centrais termoelectricas e cumprir o potencial hidroelectrico ainda por explorar em Portugal.

O consumo global de electricidade permanece praticamente inalterado embora se destaque a utilização dos carros eléctricos. Representam um consumo residual embora constituam uma interessante novidade no panorama energético.

As principais alterações no parque electroprodutor relativamente ao cenário de referência são o descomissionamento da central a carvão de Sines (mantendo-se apenas a central a carvão do Pego), das centrais a fuel de Setúbal e do Carregado e da central a gasóleo de Tunes. Tem ainda lugar a entrada ao serviço das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos, a entrada em funcionamento dos reforços de potência de Alqueva II, Picote II, Bemposta II, Venda Nova III e Salamonde II e, finalmente, a entrada ao serviço de algumas novas barragens constantes do Plano Nacional de Barragens, nomeadamente Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor, Foz Tua e Girabolhos/Bogueira. A capacidade de bombagem triplica atingindo um valor de cerca de 2966 MW face aos cerca de 967 MW existentes em 2010.

A potência PRE instalada aumenta devido essencialmente à instalação de mais potência eólica, fotovoltaica, hídrica e térmica (cogeração, biomassa, RSU e biogás). Destaque ainda para o surgimento de novas formas de produção de energia eléctrica nomeadamente o CSP, eólica *offshore* e ondas, embora com potência instaladas ainda residuais. Destas, apenas o CSP será simulado no *EnergyPLAN* visto que o *software* apenas permite colocar 4 fontes de energia renovável e são escolhidas as de maior potência instalada: eólica, fotovoltaica, fio-de-água e CSP.

Ao nível da interligação à rede espanhola, este cenário compreende uma capacidade de ligação na ordem do que foi acordado no âmbito do MIBEL, cerca de 3000 MW. É um aumento muito significativo face aos 1800 MW existentes em 2010.

Por fim, relativamente aos custos de combustível destaca-se o grande aumento do preço do gás natural comparativamente ao cenário de referência. Importa ainda sublinhar um aumento relevante no preço do CO₂ emitido dos 14 €/ton para 19€/ton.

7.3 Cenário C

Este cenário encontra o sistema eléctrico nacional numa fase em que a transição acima apresentada já se encontrará completamente finalizada, quer ao nível do parque electroprodutor, quer ao nível das interligações à rede espanhola. Utiliza 2023 como ano de referência.

O consumo global de electricidade terá recuperado para valores próximos dos registados no cenário de referência, depois da quebra sofrida devido à crise económica registada por volta de 2010. Relativamente ao cenário B, importa registar que o consumo previsto para veículos eléctricos triplica.

A principal mudança no parque electroprodutor consiste na total transição para um paradigma de utilização de gás natural na produção termoeléctrica atingindo-se um valor de cerca de 4600 MW instalados apesar do descomissionamento da central de turbinas a gás da Tapada de Outeiro. No âmbito do carvão, regista-se o descomissionamento da central do Pego em 2021. Quanto à potência hidroeléctrica, entra em funcionamento o reforço de potência da Paradelas II e as novas centrais de Fridão, Alto Tâmega, Daivões, Gouvães, Alvito e Carvão-Ribeira. A potência instalada de bombagem hidroeléctrica será de cerca de 4900 MW.

A potência PRE instalada continua a aumentar com um contribuição essencialmente proveniente da eólica *onshore* embora também exista contributo da térmica (em especial da cogeração), hídrica e fotovoltaica. Quanto ao CSP, eólica *offshore* e ondas registam ligeiros aumentos, mantendo no entanto o seu carácter residual no âmbito do sistema. Por razões similares à explicadas em 7.2, apenas o CSP será usado na simulação.

A interligação à rede espanhola atingirá os valores previstos no âmbito do MIBEL de 3200 MW para capacidade comercial de ligação através da entrada ao serviço de linhas como a interligação a 400 kV entre o Minho e a Galiza.

Relativamente aos preços dos combustíveis, não se registam grandes alterações face ao cenário B. Os custos do CO₂ continuam a aumentar atingindo os 24 €/ton.

7.4 Cenário D

Este cenário pretende avaliar a forma como a capacidade de armazenamento instalada no Sistema Electroprodutor Nacional, no cenário C, permitirá acomodar uma maior potência FER instalada num futuro a médio-longo prazo, utilizando 2050 como ano de referência.

O consumo global de electricidade sobe para cerca de 64 TWh anuais, um valor significativamente superior aos cerca de 50 TWh considerados para os restantes cenários. Existe também um crescimento na quota de electricidade utilizada para os veículos eléctricos.

Ao nível do parque electroprodutor, mantém-se o mesmo perfil: as centrais de ciclo combinado a gás natural mantêm-se como as únicas grandes centrais termoeléctricas convencionais, considera-se que não existirá capacidade hídrica adicional (quer em albufeiras, pequenas centrais hídricas ou fio-de-água).

As restantes tecnologias de produção (eólica, PV, CSP, cogeração) mantêm as taxas de crescimento, existindo por isso um aumento de potência instalada. Destaca-se na cogeração para a alteração nas fontes de energia primária utilizadas: considera-se agora que apenas 25% é proveniente do gás natural e o restante corresponde a biomassa. Considera-se também que as renováveis como a eólica ou os fios-de-água poderão também contribuir para a estabilização da rede.

A capacidade de interligação à rede espanhola é mantida nos 3200 MW. Para os custos com combustível e carbono, considera-se que a evolução registada no preço entre 2020-2030 se irá manter, calculando-se os valores para 2050 através de uma interpolação linear.

Tabela 7 - Evolução da potência instalada no sistema electroprodutor, capacidade de interligação, armazenamento e consumo em cada um dos cenários considerados.

Cenário		A	B	C	D	
Ano		2010	2018	2023	2050	
Potência Instalada (MW)						
PRO	Carvão	1756	576	0	0	
	Gás Natural	3829	5595	4605	4605	
	Fuel	1657	0	0	0	
	Gasóleo	165	0	0	0	
	Albufeira	2478	4621	7113	7113	
	Fio-de-Água	2100	2529	2529	2529	
PRE	Eólica	Onshore	3705	5100	5612	8887
		Cogeração	1698	1910	2040	2784
	Biomassa	192		209	297	
	RSU	110		110	110	
	Biogás	56		63	97	
	Solar	PV	122	420	536	1086
		CSP	0	38	62	211
	Hídrica		400	478	530	530
Total		17910	21625	23409	28249	
Interligação (MW)						
Potência		1800	3067	3200	3200	
Armazenamento (MW)						
Bombagem Hidroelétrica		967	2966	4946	4946	
Consumo (TWh/ano)						
Energia Anual		52.32	49.51	51.98	64.49	

A explicação detalhada de cada um dos cenários, bem como dos cálculos e considerações efectuadas, encontra-se nos anexos II-VII.

8. Resultados

Na simulação dos diferentes cenários optou-se por uma optimização técnica do sistema, isto é, minimizar o consumo de combustíveis fósseis, exportar os excessos de produção e importar energia apenas quando as unidades de produção não conseguem suprir o consumo. Este tipo de optimização é o mais adequado ao sistema português visto que não faz aumentar a utilização de combustíveis fósseis para produção de electricidade e exporta os excessos de produção que terão assim uma origem essencialmente renovável.

A optimização técnica do *EnergyPLAN* privilegia a utilização da interligação relativamente à capacidade de armazenamento para escoamento dos excessos de produção; no entanto, como esta não é a abordagem pretendida neste trabalho, acabou-se por explorar os dois tipos de optimização:

- Técnica – A optimização normal do *EnergyPLAN* usando a bombagem apenas como complemento à interligação.
- Com prioridade ao armazenamento – Utiliza-se uma optimização económica com recurso ao sistema de preços de mercado, fazendo-se assim um maior uso da capacidade de bombagem.

8.1 Optimização Técnica

8.1.1 Análise Técnica

A primeira análise a realizar consistiu em perceber como é feita a repartição da produção por tecnologias. As categorias abaixo apresentadas resultam da forma como é feita a modelação no *software EnergyPLAN*.

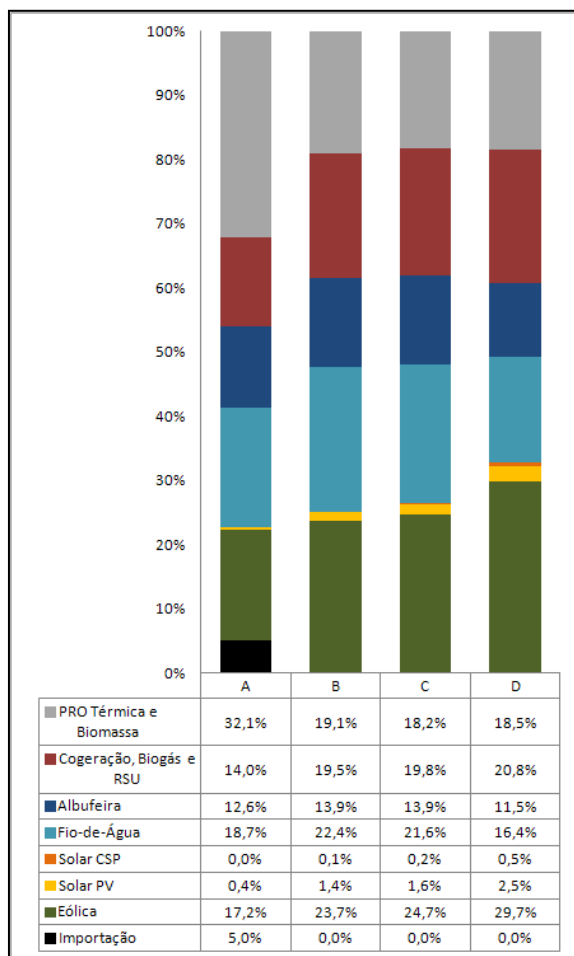


Figura 40 - Repartição da produção por tecnologia para os cenários considerados.

Em primeiro lugar destaca-se o aumento da contribuição eólica, da hídrica e da cogeração. Este facto permite compensar a diminuição da contribuição da térmica que, no cenário C, passa a quase metade da quota que detinha no cenário A de referência. Esta diminuição na PRO Térmica é determinada pela diminuição da potência instalada, nomeadamente ao nível das centrais a carvão. Importa ainda sublinhar que na produção hídrica em albufeiras, o aumento na quota de produção é bastante inferior ao da potência instalada que quase triplica do cenário A para o C. Este facto deve-se essencialmente à estimativa que foi feita para a afluência anual de água às albufeiras que poderá ser algo conservadora. No entanto, no cenário D aumenta de novo a PRO Térmica; isto acontece porque com a maior penetração de energia renovável, o EnergyPLAN utiliza esta tecnologia para fazer os ajustes necessários e para suprir o consumo que também aumenta cerca de 20% relativamente ao cenário de referência. Por fim, observa-se que apesar do aumento da potência instalada as tecnologias baseadas no recurso solar vão continuar a ter uma contribuição apenas residual para a produção global.

No âmbito dos objectivos 20/20/20, a penetração de renováveis na electricidade produzida e na energia primária é um parâmetro essencial para o cumprimento das metas acordadas. No entanto, é importante notar que na tabela abaixo, quando se refere a percentagem de FER na energia primária trata-se apenas da energia primária usada para produção de electricidade.

Tabela 8 - Penetração de fontes de energia renováveis nos cenários considerados.

Cenário	A	B	C	D
Electricidade Produzida	26,78 TWh/ano	33,38 TWh/ano	35,69 TWh/ano	44,95 TWh/ano
	51,1%	67,4%	68,8%	69,7%
Energia Primária	41,8%	49,2%	50,1%	67,3%

A análise dos resultados obtidos permite concluir que o descomissionamento das centrais térmicas a carvão e o aumento da potência FER instalada resultarão no futuro num aumento significativo da penetração de FER na produção total de electricidade. Actualmente, esse valor encontra-se em cerca de 50%; com as alterações previstas no sistema electroprodutor estima-se que esse valor possa subir para perto dos 70%, mantendo-se próximo desse valor mesmo no cenário D onde se prevê um aumento de cerca de 20% no consumo face aos cenários A-C. Em termos de energia primária para produção de electricidade, a diminuição do consumo de combustíveis fósseis em centrais térmicas fará aumentar a penetração de FER também ao nível da energia primária; o aumento da penetração FER na energia primária do cenário D deve-se também às alterações introduzidas na repartição dos combustíveis utilizados em cogeração.

Analisa-se também a forma como é feita a integração da produção variável: além da regulação das centrais térmicas, existe ainda a opção de utilizar a capacidade de interligação à rede espanhola ou a potência de bombagem hidroeléctrica instalada.

Tabela 9 - Integração da produção variável nos cenários considerados.

Cenário		A	B	C	D
Saldo Exportador	Potência Média (MW)	0	357	423	806
	Energia (TWh/ano)	-2,61	3,14	3,72	7,08
Bombagem Hidroeléctrica	Potência Média (MW)	0	5	9	179
	Consumo (TWh/ano)	0	0,04	0,08	1,58

Os resultados permitem concluir que Portugal se tornará num país exportador de electricidade num futuro próximo. Este facto vai ser importante na realização de mais-valias económicas para o país. Relativamente à bombagem hidroeléctrica, verifica-se que não é rentabilizada na optimização feita pelo EnergyPLAN, sendo os excessos de produção escoados através da capacidade de interligação à rede espanhola nos cenários A-C. No entanto, com o aumento da penetração eólica e fotovoltaica do cenário D, a bombagem assume um papel mais relevante na gestão do sistema eléctrico.

Por fim, apresentam-se abaixo os diagramas de produção do sistema electroprodutor para os dias de ponta anual nos 4 cenários estudados, de acordo com a optimização feita pelo *EnergyPLAN*. No cenário de referência, as centrais hídricas e a cogeração são utilizadas como potência de base no sistema; após a adição da eólica (a fotovoltaica é irrelevante), o ajuste com o consumo é obtido através da regulação das centrais termoeléctricas (carvão, gás natural e biomassa). Nos cenários B, C e D destaca-se o facto de já não existir a necessidade de recorrer a energia importada para satisfazer o consumo no dia de ponta anual. De resto, a única alteração relevante prende-se com a grande térmica; o perfil de produção usado no *EnergyPLAN* para o fio-de-água, eólica, cogeração e solar é idêntico em todos os cenários pelo que a contribuição esperada é similar. Note-se que o ajuste continua a ser feito com recurso à centrais térmicas que atingem produções de cerca de 3000 MW nas horas de cheia, apesar de estarem paradas nas horas de vazio. A contribuição eólica será maior devido ao facto da potência instalada aumentar continuamente dos cenário A até D. Por fim, o facto de a contribuição solar ser quase irrelevante deve-se ao facto da potência instalada ser reduzida mas também porque o dia de ponta ocorre geralmente durante o Inverno quando a disponibilidade do recurso solar é menor.

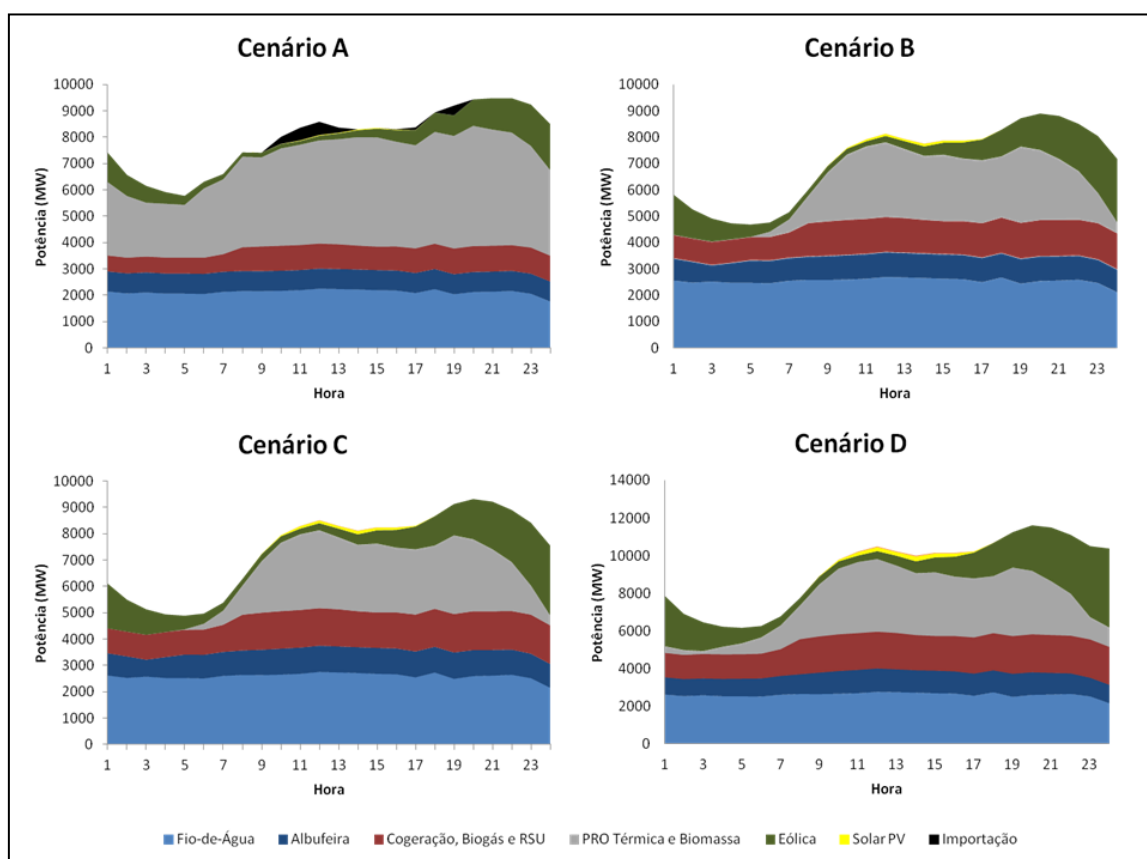


Figura 41 - Diagrama de produção no dia de ponta anual de consumo nos 4 cenários considerados.

8.1.2 Análise Económica

A análise da vertente económica associada aos cenários considerados do sistema electroprodutor será feita de acordo com [69], calculando-se assim os seguintes indicadores:

- Custo de Investimento
- Custo Variável de Operação e Manutenção
- Custo de Combustível
- Custo de CO₂
- Custo Marginal
- Custo Médio

Os cálculos pormenorizados e o método de cálculo utilizado são apresentados no Anexo VIII. Embora a otimização seja feita de um ponto de vista técnico, importa perceber como as alterações no sistema vão influenciar os custos na produção de electricidade.

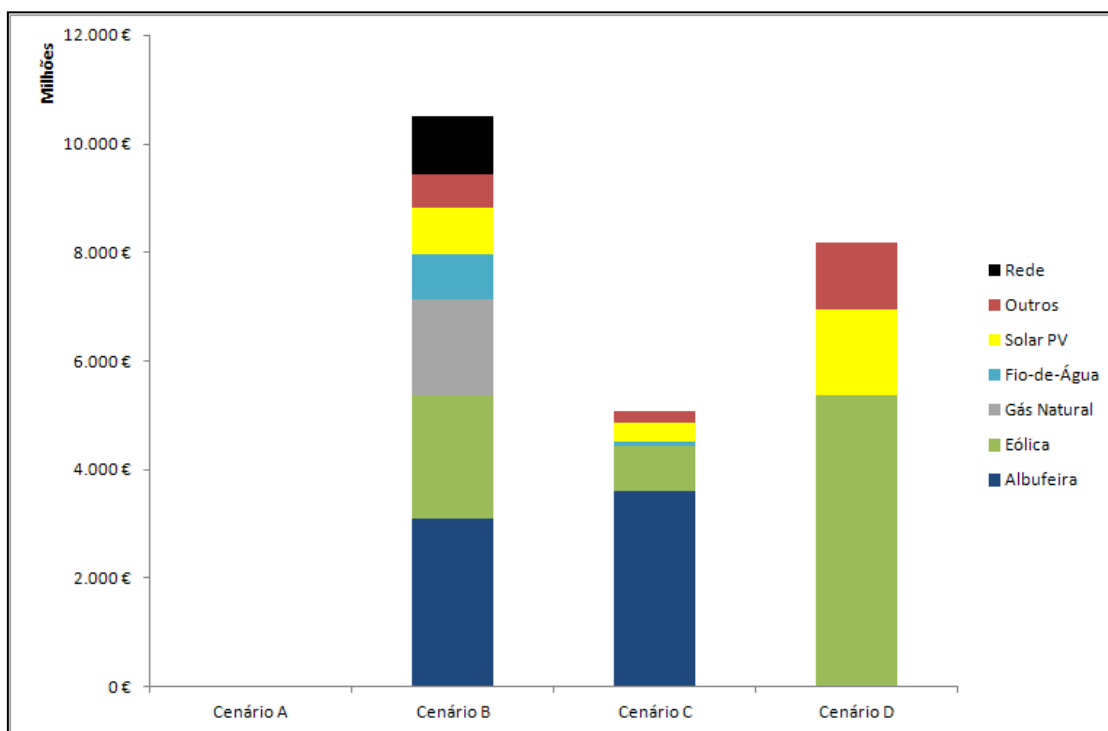


Figura 42 - Composição dos custos de investimento associados a cada cenário.

O investimento a realizar no sistema electroprodutor está relacionado com o aumento da potência instalada no sistema electroprodutor e o reforço das redes de transmissão. No gráfico acima encontram-se as principais parcelas deste investimento. Destaca-se o grande peso do investimento em novas barragens que dominam este indicador nos cenários B e C. Quanto ao cenário D, destaca-se a capacidade eólica adicional instalada bem como a fotovoltaica.

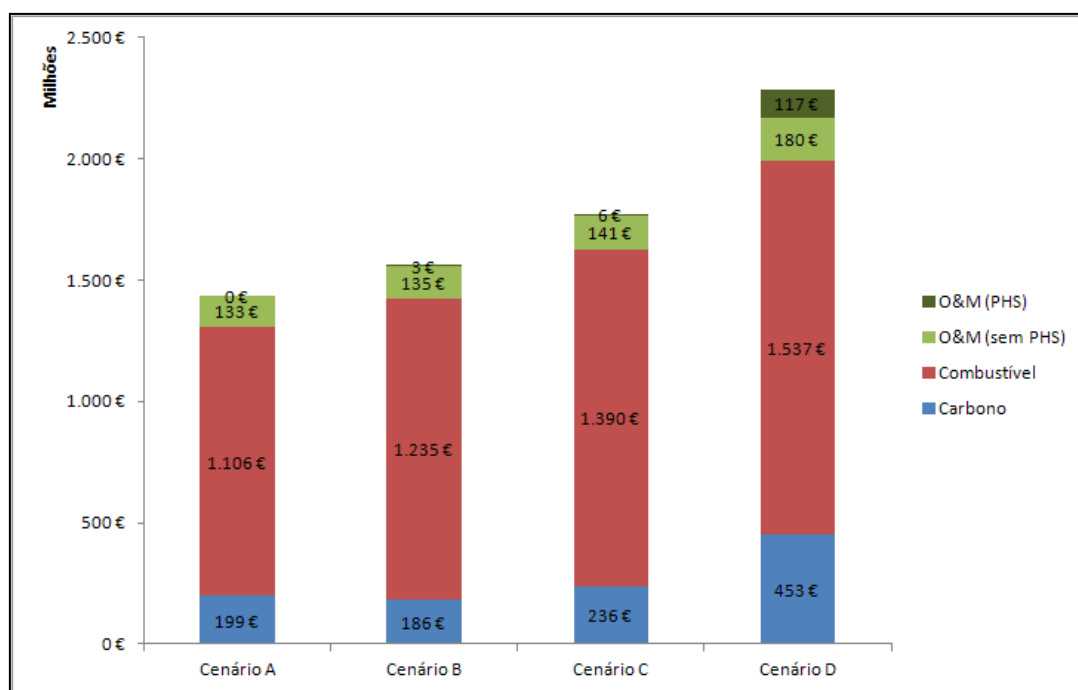


Figura 43 - Composição dos custos marginais nos cenários considerados.

Os custos marginais na produção de electricidade, isto é, o custo de produzir uma unidade adicional de energia são dominados pelos custos de combustível em cada um dos cenários analisados. Estes custos são dominados essencialmente pelo gás natural nos cenários B, C e D. De facto, com a substituição do carvão nas centrais termoeléctricas convencionais e aumento da potência instalada com base em ciclo combinado, a quantidade de gás natural consumido vai aumentar de cerca de 30 TWh anuais no cenário A para cerca de 45 TWh no cenário C. Por outro lado, as previsões para o preço do gás natural apontam para um aumento do preço superior a 100 % nos cenários B, C e D relativamente ao cenário de referência [34]. Estes dois factores conjugam-se para um aumento do custo marginal da produção de electricidade, quando o aumento da quota de FER no sistema (com custos de O&M mais baixos e menores custos de combustível e de carbono) faria prever uma redução de custos marginais.

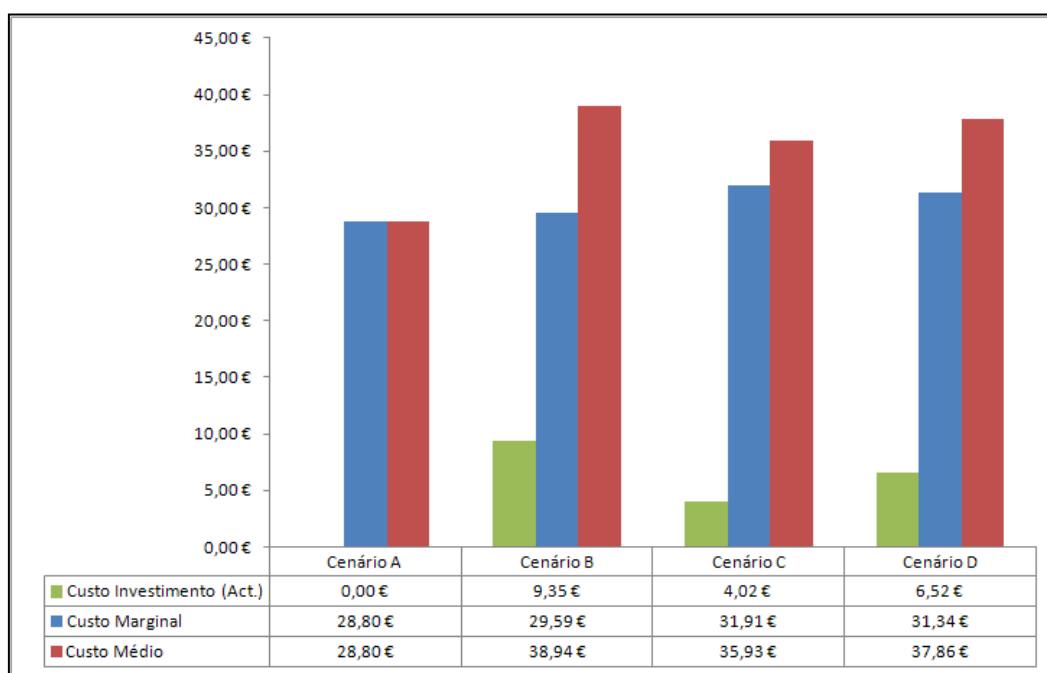


Figura 44 - Composição do custo médio da electricidade, por MWh.

O custo médio da electricidade aumenta em todos os cenários relativamente ao cenário de referência. Este aumento deve-se essencialmente aos custos de investimentos destinados a reformular o parque electroprodutor. Por outro lado, estes custos não são acompanhados da descida que seria de esperar para os custos marginais nos cenários com maior penetração de fontes de energia renovável, pelas razões anteriormente explicadas e relacionadas com o preço do gás natural. Este constrangimento é minimizado no cenário D com a menor produção de electricidade a partir de gás natural em centrais de ciclo combinado e com a alteração da repartição de combustíveis na cogeração com maior utilização de biomassa, resultando na diminuição do custo marginal do MWh.

Tabela 10 - Lucro obtido com a importação/exportação de energia em cada cenário.

Cenário	A	B	C	D
Lucro (M€)	111	74	89	196

Apesar do saldo exportador ser negativo no cenário A, o facto do saldo comercial ser positivo poderá dever-se ao facto de a venda de energia ser feita em horas de preços mais altos e a compra a preços mais baixos, permitindo obter um lucro. Quanto aos cenários B-D, existe um saldo exportador positivo que tem por consequência um lucro que aumenta com a quantidade de energia transaccionada. O facto do lucro em B e C ser inferior a A, apesar de terem saldo exportador positivo, pode estar relacionado com a utilização da mesma distribuição de preços que em A está relacionada com os perfis de produção mas nos restantes cenários é apenas uma suposição visto que ainda não é conhecida a distribuição de preços em anos futuros.

8.1.3 Análise Ambiental

Esta análise inclui a quantidade de combustíveis fósseis e biomassa consumidos nas centrais térmicas (convencionais ou de cogeração) para produção de electricidade. Além disso, analisam-se também as emissões de CO₂ associadas ao processo de combustão aplicado.

Estes dois parâmetros permitem fazer uma estimativa do impacto ambiental gerado pelo sistema electroprodutor, nomeadamente ao nível da poluição atmosférica gerada e contribuição para a emissão de gases de efeito de estufa.

Tabela 11 - Parâmetros usados para a análise ambiental dos cenários considerados.

Cenário		A	B	C	D
Combustível (TWh/ano)	Carvão	15,87	2,07	0,00	0,00
	Gás Natural	30,87	42,52	45,94	39,70
	Fuel	9,33	0,00	0,00	0,00
	Biomassa	14,49	10,76	11,78	34,51
	RSU / Biogás		2,45	2,81	4,31
	Total	70,56	57,80	60,53	78,52
Emissões de CO ₂ (Mt)		14,2	9,3	9,8	8,9

O consumo de carvão e fuel tem uma queda expectável que resulta directamente do descomissionamento progressivo das centrais que utilizam estes combustíveis. Consequentemente, o consumo de gás natural nas centrais de ciclo combinado vai ter um aumento de cerca de 50% até 2023 que vai permitir compensar o facto de deixar de se utilizar carvão e fuel. Relativamente à biomassa, RSU e biogás, apesar de não se conhecer as quotas de cada um no cenário A, verifica-se que de 2018 para 2050 está previsto um aumento na utilização destes combustíveis. As alterações na repartição do combustível usado em cogeração é o grande facto responsável pelo aumento do consumo de biomassa do cenário C para o D. As emissões de CO₂ vão cair cerca de 1/3 desde o cenário de referência para cerca das 10 Mt por ano no cenário C e 9 Mt no cenário D. Este facto deve-se ao aumento da penetração de renováveis e à substituição do fuel/carvão por gás natural nas centrais termoeléctricas.

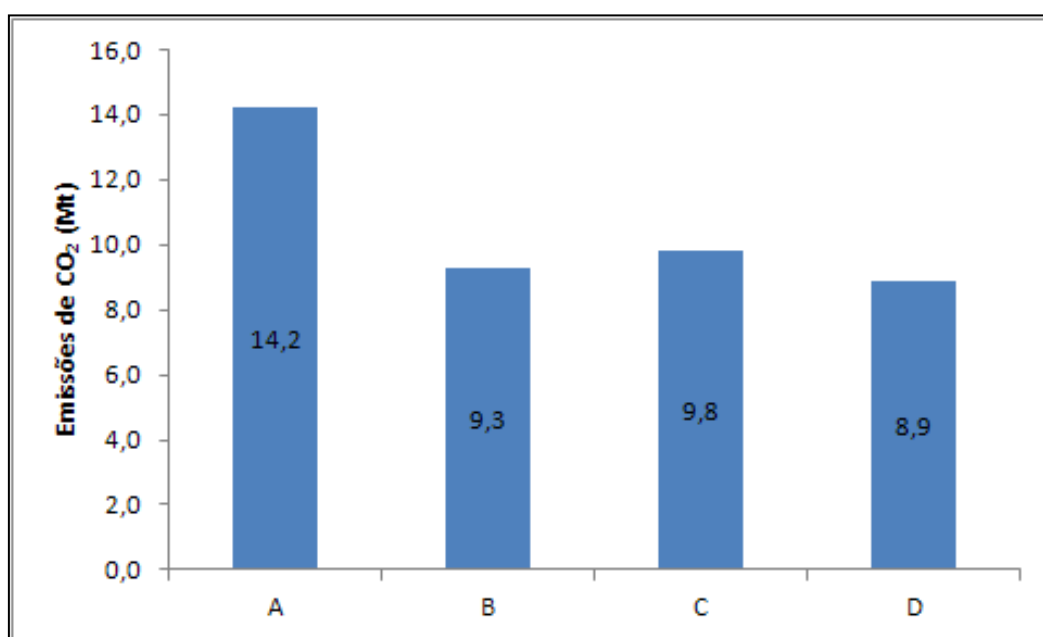


Figura 45 - Emissões de CO₂ nos cenários em estudo.

8.2 Optimização Económica

O ponto de partida desta secção são os cenários A-D anteriormente definidos. Como foi explicado no início do capítulo 8, faz-se uma optimização económica, isto é, pretende-se diminuir os custos marginais na produção de electricidade. Nestes cenários obriga-se a que um mínimo de 40% da energia seja proveniente, em cada instante, de centrais com capacidade de estabilização da rede. Este parâmetro servirá para garantir a segurança da rede em cenários com elevada penetração de renováveis. O manual do *EnergyPLAN* recomenda um valor mínimo de 30% para este parâmetro; assim optou-se por um número ligeiramente superior de modo a fazer face à previsível integração de elevadas quantidades de energia renovável. Além disso, quando necessário para lidar com o excesso de produção que não pode ser escoado por constrangimentos na capacidade de interligação, é utilizada uma estratégia de regulação, definida no *EnergyPLAN*, que passa por reduzir a termoeléctrica em conjunto com as renováveis, garantindo que não existem excessos de produção que não possam ser absorvidos pela interligação ou pela capacidade de armazenamento disponível. Esta abordagem permitirá rentabilizar os sistemas de armazenamento, diminuindo os custos totais do sistema, o objectivo traçado pelo *EnergyPLAN*.

8.2.1 Análise Técnica

A repartição da produção nestes cenários segue aquilo que foi apresentado em 8.1.1. A maior alteração consiste no facto de também nos cenários B-D existir importação de electricidade. Isto ocorre porque na optimização económica, será adquirida energia quando for mais barato importar do que produzir no país. De resto, as proporções e produções líquidas das outras tecnologias mantêm-se relativamente inalteradas.

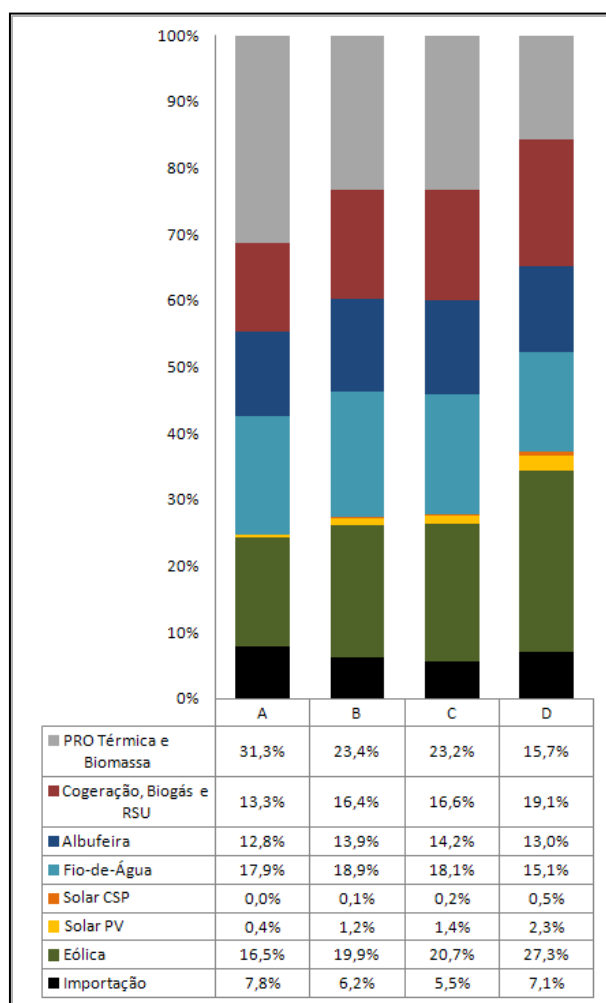


Figura 46 - Repartição de produção nos cenários considerados com optimização económica.

A penetração de renováveis mantém-se também na linha do que foi encontrado em 8.1, com os cenários B-D a assumirem valores crescentes de produção para as FER.

Cenário	A	B	C	D
Electricidade Produzida	26,4 TWh/ano	32,5 TWh/ano	34,6 TWh/ano	43,7 TWh/ano
	51%	66%	67%	68%
Energia Primária	41,3%	43,7%	44,1%	68,2%

O excesso de produção renovável é gerido principalmente com a exportação de energia que cresce entre os cenários A e C. No cenário D este parâmetro vai diminuir porque se regista um aumento significativo do consumo relativamente aos cenários A-C. A bombagem hidroeléctrica é o outro mecanismo de gestão que também ganha maior relevância com a maior penetração de renováveis.

Tabela 12 - Penetração de fontes de energia renováveis nos cenários considerados, com prioridade à bombagem.

Cenário		A	B	C	D
Saldo Exportador	Potência Média (MW)	-281	755	877	557
	Energia (TWh/ano)	-2,47	6,63	7,70	4,89
Bombagem Hidroeléctrica	Potência Média (MW)	91	281	353	525
	Consumo (TWh/ano)	0,80	2,47	3,10	4,61

A principal análise a fazer prende-se com a articulação da bombagem hidroeléctrica e da exportação como mecanismos de gestão dos excessos de produção. Assim, escolheu-se uma semana representativa do cenário C que permite analisar a forma como o EnergyPLAN vai fazer o ajuste entre oferta e procura, utilizando estes dois mecanismos de gestão.

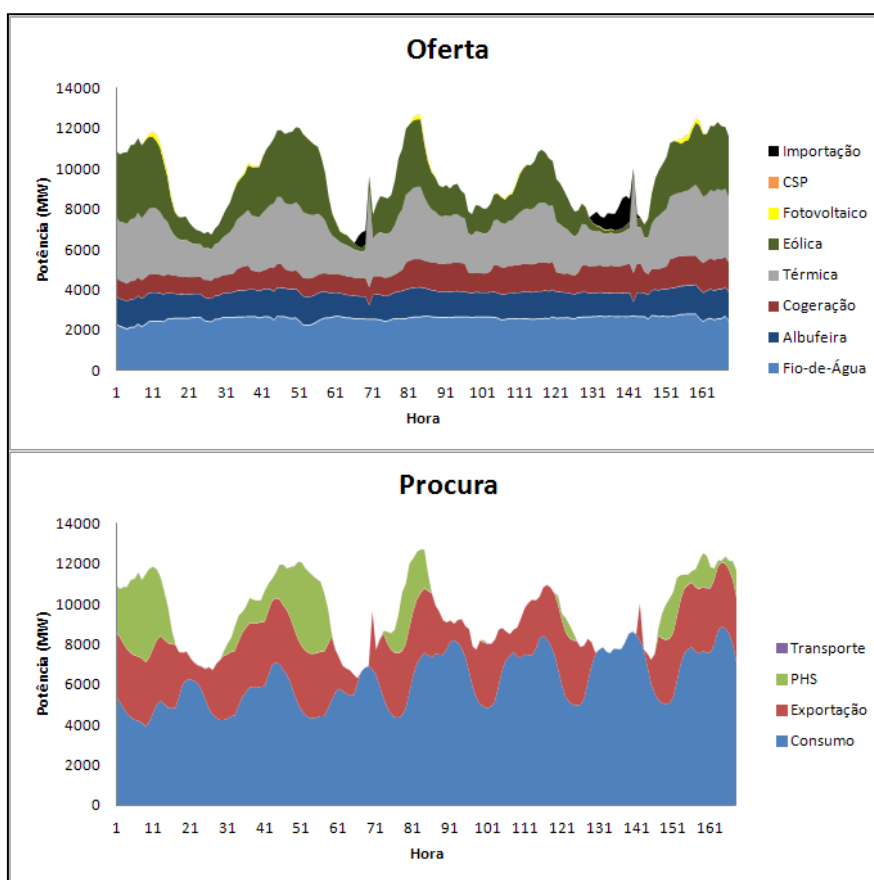


Figura 47 - Diagrama de procura e oferta de energia, na 1ª semana de Janeiro, para o cenário C.

A análise mostra que a resposta aos picos de consumo é feita com recurso às térmicas auxiliadas também por alguma energia importada. Relativamente aos excessos de produção (essencialmente de origem eólica), verifica-se que são exportados em grande medida. Além disso, a capacidade de bombagem hidroeléctrica é usada também para armazenar estes picos de produção. A optimização económica implica que as térmicas raramente reduzam muito a sua produção, aumentando a magnitude dos picos de produção; este não é o funcionamento típico característico do sistema português. No entanto, com a maior capacidade de bombagem e interligação que estarão disponíveis no futuro, esta será a melhor opção do ponto de vista económico.

8.2.2 Análise Económica

Ao nível dos investimentos, a abordagem com prioridade ao armazenamento não sofre quaisquer alterações em termos absolutos. No entanto, face à energia produzida (€/MWh) existem algumas pequenas diferenças. O ponto de análise mais interessante será a forma como a operação dos sistemas de bombagem podem influenciar os custos marginais de electricidade.

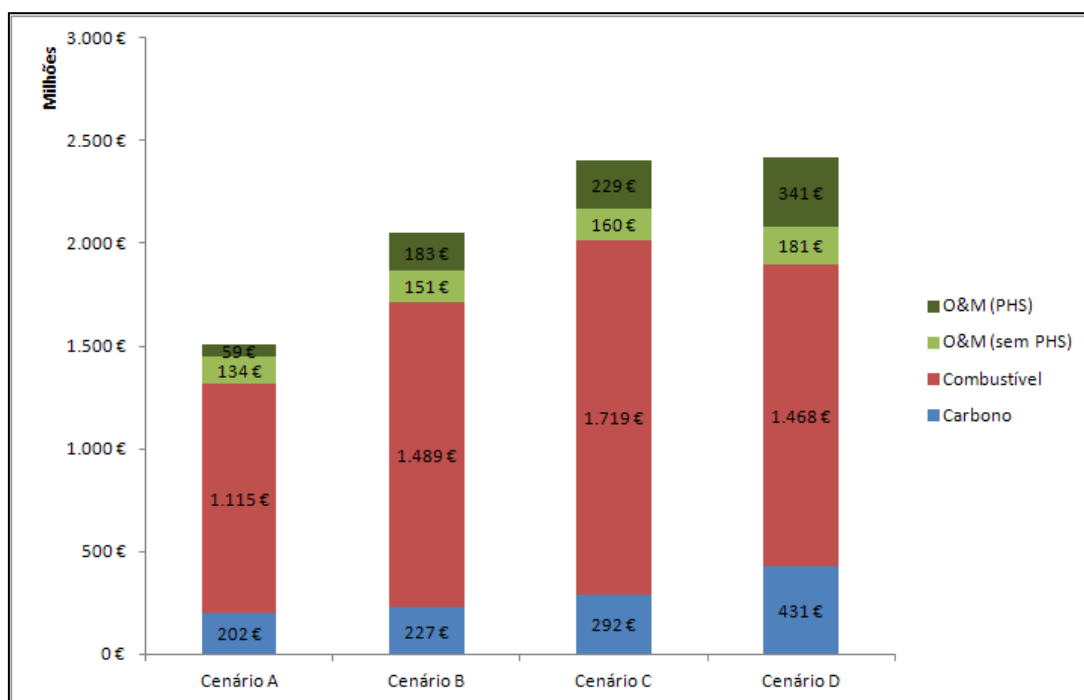


Figura 48 - Composição dos custos marginais com optimização económica.

Os custos marginais aumentam em cada uma das componentes analisadas relativamente à optimização típica. A maior produção térmica, explicada em 8.2.1, causa um aumento do custo com combustíveis e de carbono. Mais uma vez, os custos com combustível são a parcela dominante nos custos marginais, fenómeno para o qual contribui também o aumento dos preços do gás natural que se verifica do cenário A para os cenários B-D. Ao nível da operação e manutenção, verifica-se que os sistemas PHS se tornam a principal parcela de O&M com custos significativos, resultantes da combinação do custo de armazenamento na casa dos 75 €/MWh com a grande quantidade de energia que passa a ser armazenada durante a gestão horária do sistema. Note-se que a menor produção com ciclo combinado e a mudança na distribuição dos combustíveis em cogeração permite uma diminuição dos custos com combustíveis no cenário D.

No gráfico abaixo pode observar-se a evolução dos custos médios da unidade de energia. A análise demonstra que o investimento necessário para reformular o parque electroprodutor é um dos factores responsáveis pelo aumento do custo médio no cenário B; por outro lado, existe um aumento nos custos marginais que é essencialmente imputável ao aumento dos custos com combustíveis. No cenário C, a diminuição dos custos de investimento permitem baixar o custo médio apesar dos custos marginais continuarem a aumentar por força dos combustíveis. Por fim, no cenário D, o custo médio continua a

tendência decrescente apesar dos maiores custos de investimento relativamente ao cenário C; esta queda deve-se essencialmente à diminuição do peso na factura dos combustíveis usados.

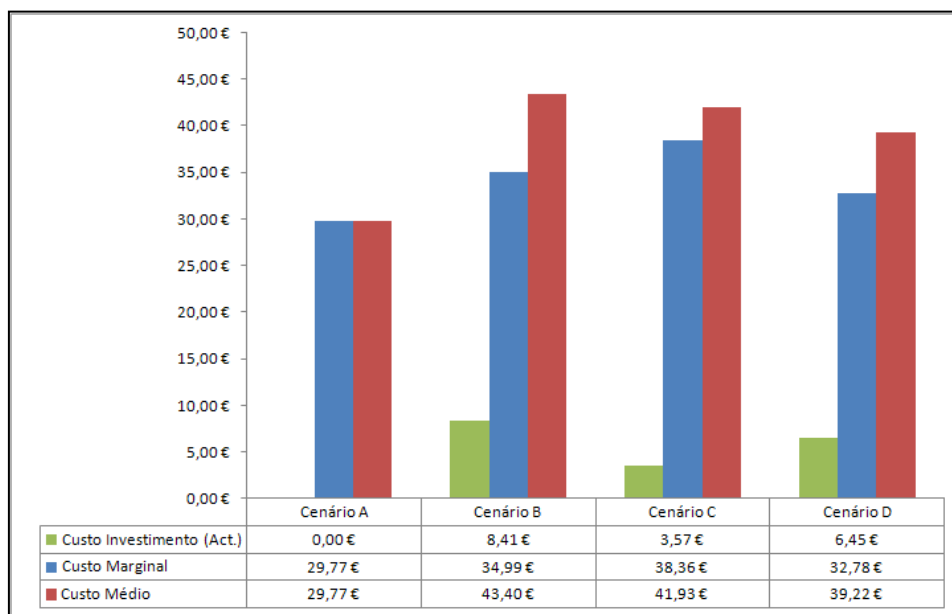


Figura 49 - Composição do custo médio da electricidade, por MWh, com optimização económica.

As trocas de energia possibilitadas com esta nova forma de gestão do sistema eléctrica vão gerar mais valias económicas. Assim, nos cenários A-C obtêm-se lucros em geral superiores aos obtidos com optimização técnica. Porém, no cenário D obtém-se maior lucro com a optimização técnica; isto acontece porque o *EnergyPLAN* tem por objectivo encontrar a solução de menor custo para o sistema, assumindo um mercado de electricidade em que todas as centrais procuram maximizar o seu lucro. Esta queda poder-se-á dever ao significativo aumento do consumo previsto em 2050 (cenário D), relativamente aos outros cenários, que resulta em menos unidades de energia disponíveis para venda em mercado de electricidade.

Tabela 13 - Lucro obtido com a importação/exportação de energia.

Cenário	A	B	C	D
Lucro (M€)	107	135	170	61

8.2.3 Análise Ambiental

O consumo de combustíveis fósseis tem a queda expectável devida ao descomissionamento de algumas centrais térmicas. No entanto, comparativamente com a optimização técnica feita em 8.1, esta queda é menos acentuada nos cenários B e C porque, como foi anteriormente explicado, as térmicas mantêm uma quota de produção significativa para estabilização da rede.

Tabela 14 - Análise ambiental dos cenários com optimização económica.

Cenário		A	B	C	D
Combustível (TWh/ano)	Carvão	16,16	3,01	0	0
	Gás Natural	31,18	51,61	57,44	37,5
	Fuel	9,38	0	0	0
	Biomassa	14,54	8,62	9,43	34,37
	RSU / Biogás		2,45	2,81	4,31
	Total	71,26	65,69	69,68	76,18
Emissões de CO ₂ (Mt)		14,4	11,4	12,2	8,4

Como consequência directa destas alterações registadas no consumo de combustíveis, também a queda registada nas emissões de CO₂ não é tão acentuada. Assim, importa reflectir na origem dos excessos de produção que são exportados ou armazenados, isto é, apenas o aumento da capacidade de FER no sistema permitirá que o sistema eléctrico tenha uma performance ambiental mais neutra, aumentando a penetração de FER e diminuindo o uso de combustíveis fósseis. Este facto constituiu uma motivação para que no cenário D se tenha aumentado a quota de utilização de biomassa na cogeração permitindo que as emissões de CO₂ diminuíssem.

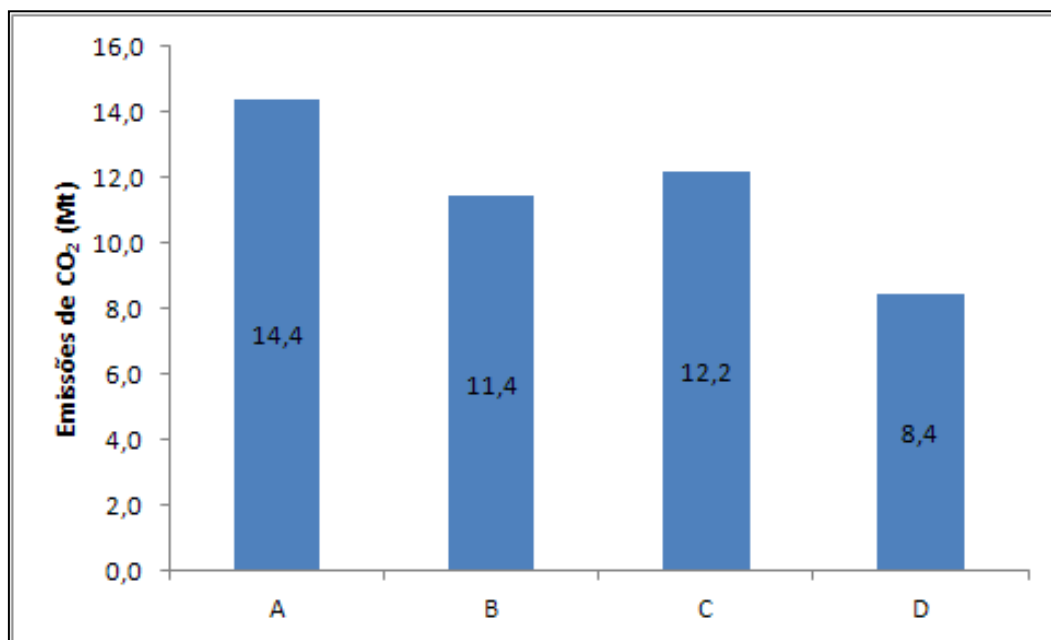


Figura 50 - Emissões de CO₂ nos cenários com optimização económica.

8.3 Riscos

8.3.1 Disponibilidade do recurso hídrico

O processo de aquecimento global é responsável pelo aumento da temperatura média na Europa em 1°C, nos últimos 150 anos. Apesar de ser um fenómeno global, o aumento de temperatura é mais acentuado nas altas latitudes. É esperado que a temperatura média aumente entre 2°C e 6.3°C durante o século XXI na Europa. A água é um recurso intrinsecamente ligado ao sistema climático pelo que as suas alterações podem ter um impacto profundo no ciclo hidrológico.

O planeamento a longo prazo típico dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos torna pertinente perceber como as alterações climáticas podem condicionar a disponibilidade do recurso hídrico, pondo em causa a produção de energia eléctrica prevista. No caso particular de Portugal, o projecto SIAM é uma referência no impacto das alterações climáticas a uma escala nacional. No âmbito desta iniciativa, são analisados 6 modelos climáticos que fazem projecções de temperatura e precipitação para o horizonte temporal até 2100.

As previsões apontam para um aumento da temperatura média anual de 2.5°C até 2050 e de 3.9°C a 5.9°C até 2100. Este é um parâmetro relevante pois condiciona as perdas por evaporação nas albufeiras. Por outro lado, prevê-se uma diminuição de 10% na precipitação na região Norte do país, onde se encontra construída a maior parte dos empreendimentos hidroeléctricos. Na região Sul do país, esta queda pode atingir os 30%. Além disso, é ainda apontada uma alteração nos padrões sazonais de precipitação com um aumento na região Norte até 10%, durante o Inverno; em oposição, é expectável uma redução na precipitação nas outras estações, com particular destaque para a queda entre 30% e 50% durante o Verão, em todas as regiões do país em 2100.

Assim, apesar de algumas incertezas associadas aos pressupostos de cada modelo climático usado no projecto SIAM, observa-se uma tendência negativa que aponta para uma diminuição do escoamento hídrico entre 10% e 50% em 2050, dependendo da região do país. Para lá desse horizonte temporal e para 2100, os estudos existentes são menos conclusivos e até contraditórios; no entanto, apontam para Invernos mais chuvosos e restantes estações mais secas.

Em termos de potencial hidroeléctrico, é apontada uma redução de 15% em 2050 e 18% em 2070 devido essencialmente à redução da disponibilidade dos recursos hídricos e tendo em conta também a redução dos caudais provenientes de Espanha, relevantes no caso das bacias de rios internacionais como o Douro, o Lima ou o Tejo por exemplo [74]. Note-se também que esta situação pode inviabilizar a utilização do excesso de produção de energia para fazer bombagem, devido à falta de água para bombar.

8.3.2 Segurança do abastecimento

O impacto das alterações climáticas no sistema eléctrico português, nomeadamente ao nível da hidroelectricidade, pode avaliar-se sob duas perspectivas distintas: além da alteração na disponibilidade do recurso, detalhada em 8.3.1, podem também registar-se alterações nos padrões de consumo de energia. De facto, as alterações climáticas podem alterar a procura sazonal de energia, aumentando o consumo no Verão devido a actividades como dessalinização de água, bombagem de água de furos ou aumento da utilização de aparelhos de ar condicionado para fazer face ao previsto aumento da temperatura [74]. Assim, o sistema eléctrico deve ser pensado tendo em conta estas mudanças de modo a que possa ser assegurada a segurança no abastecimento.

8.3.1 Variabilidade do preço dos combustíveis

Tendo como ponto de partida a optimização técnica feita pelo *EnergyPLAN* realizou-se uma breve análise de sensibilidade a nível económico para perceber a forma como os erros associados à previsão dos preços dos combustíveis para o futuro podem comprometer as análises realizadas anteriormente para cada cenário em estudo. Opta-se por este ponto de partida porque se tratam de cenários

otimizados tendo em conta as restrições técnicas do sistema eléctrico português e que por isso são tecnicamente viáveis.

Assim, definiram-se dois conjuntos de preços: um primeiro conjunto que traduz um cenário de preços de combustível baixo, definido como 80% dos custos estimados para o cenário de referência e um segundo conjunto com preços altos definidos como 120% dos custos de referência. Assim, é possível ter alguma segurança na modelação visto que os resultados obtidos permitem perceber qual é o custo médio da electricidade em cenários extremos do preço do combustível.

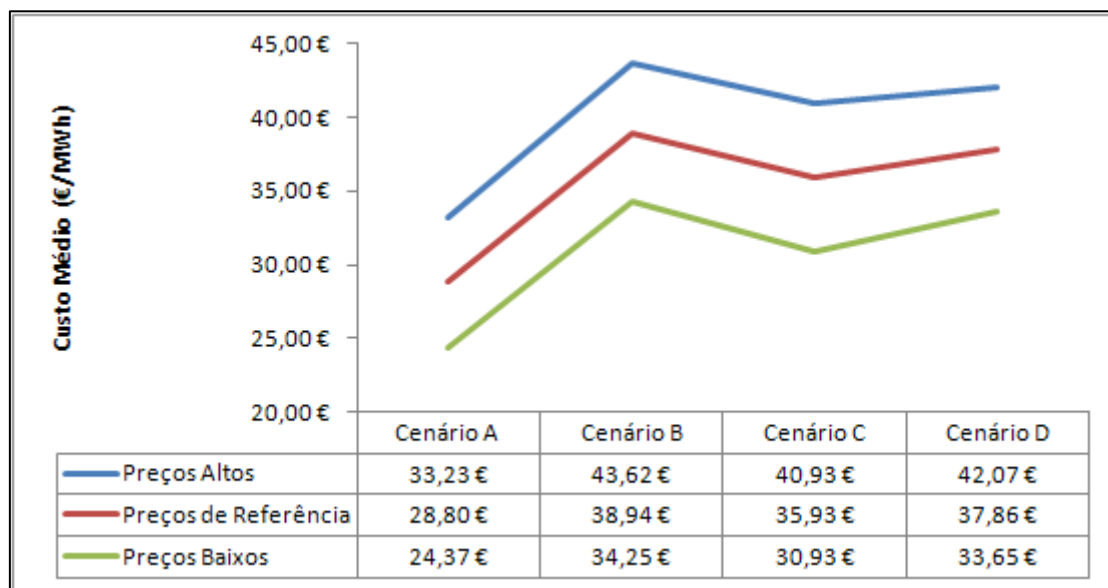


Figura 51 - Custo médio para cada conjunto de preços de combustíveis.

A análise económica efectuada anteriormente em 8.1.2 demonstra como os custos marginais e por consequência o custo médio de produção do MWh são largamente dominados pelos custos com os combustíveis utilizados. Assim, é plausível que o custo médio tenha uma sensibilidade elevada aos preços destes combustíveis. De facto, verifica-se que apesar da tendência global para cada cenário ser mantida, o custo médio varia de acordo com o conjunto de preços definido. Ficam assim definidos cenários extremos do custo da electricidade como consequência dos possíveis erros associados às previsões do preço dos combustíveis no futuro, descritas no Anexo IV – Evolução dos custos de combustível e CO₂.

9. Conclusão

Desde o advento da Humanidade que a questão energética é fulcral e está subjacente ao seu próprio desenvolvimento. A Revolução Industrial foi um ponto de viragem na utilização de energia: passou-se de um paradigma energético baseado na queima de biomassa para um paradigma baseado em combustíveis fósseis. A finitude destes recursos e as alterações climáticas elevaram a sustentabilidade a um ponto essencial nas discussões sobre energia, lançando assim as bases para a necessidade de alterar a forma como a produzimos e consumimos.

Actualmente, o sector energético encontra-se numa encruzilhada no que diz respeito aos critérios e opções a tomar para garantir no futuro um abastecimento de energia seguro, fiável, barato e cada vez menos prejudicial para o ambiente. Neste âmbito, as fontes de energia renovável surgem como uma alternativa interessante às centrais termoeléctricas convencionais baseadas em combustíveis fósseis. Assim, coloca-se a questão de qual o papel da energia renovável no sistema electroprodutor: complemento às fontes de energia convencionais ou a base de todo o sistema? O desmantelamento previsto das centrais a carvão e a entrada ao serviço de novas centrais de ciclo combinado, de operação mais flexível e menor impacto ambiental, criará as condições para que a penetração das energias renováveis possa aumentar num futuro a médio-longo prazo.

A arquitectura e legislação que rege o Sistema Eléctrico Nacional utiliza o enquadramento da Produção em Regime Especial para promover a utilização de fontes de energia renovável através de benefícios como por exemplo tarifas bonificadas. Assim, os cenários traçados no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis passam pelo aumento da potência instalada bem como pela diversificação destas tecnologias: contempla as tecnologias mais estabelecidas como a eólica, outras de enorme potencial como a fotovoltaica mas também outras que ainda se encontram em fase de investigação, desenvolvimento ou testes como é o caso da eólica offshore ou dos aproveitamentos baseados na energia das ondas.

Algumas destas tecnologias renováveis, e no caso de Portugal especialmente a eólica, já atingiram um elevado grau de maturidade e uma elevada penetração na produção global de energia, levantando alguns desafios relacionados com a sua variabilidade e integração numa rede de transporte e distribuição de electricidade cada vez mais flexível e disseminada. Neste sentido, é cada vez mais evidente o elo de ligação indispensável entre as energias renováveis e soluções que permitam a sua integração segura no sistema eléctrico, entre as quais se destaca o armazenamento de energia.

Além das aplicações em qualidade de energia, o armazenamento pode desempenhar um papel essencial na integração de renováveis flutuantes essencialmente em duas vertentes. Em primeiro lugar, no apoio à geração distribuída que é uma realidade cada vez mais presente no sistema electroprodutor, uma vez que permite evitar uma sobrecarga da rede de transporte, reduzindo os investimentos necessários no aumento da sua capacidade e tornando assim centros produtores geograficamente disseminados e baseados em FER mais atractivos quer técnica quer economicamente. Por outro lado, o armazenamento em larga escala de energia é uma solução para lidar com a elevada penetração de energia renovável, funcionando como reserva girante do sistema. É especialmente relevante em sistemas com uma capacidade de interligação a outros países limitada, como é actualmente o caso de Portugal.

A modelação do sistema eléctrico português, feita com recurso ao software *EnergyPLAN*, pretendeu analisar a sua evolução desde uma situação de referência, o ano de 2010, passando pelas diferentes fases previstas para a transição do sistema (nomeadamente ao nível do descomissionamento das centrais a carvão e entrada ao serviço das novas barragens e sistemas de bombagem hidroeléctrica previstos no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hídrico), até ao ano de 2050 que é caracterizado tendo em conta as tendências de evolução previstas no médio-longo prazo. Esta análise foi feita sobretudo numa perspectiva técnica, isto é, percebendo a forma como é feita a integração de grandes quantidades de energia renovável num sistema com capacidade de bombagem hidroeléctrica e interligação perfeitamente definidas. Porém também foi efectuada uma análise económica que tem como objectivo perceber a forma como as alterações no sistema electroprodutor poderão condicionar os custos de produção de electricidade.

Do ponto de vista técnico e em ambos os tipos de optimização, os quatro cenários modelados registam um comportamento que permite garantir a estabilidade da rede eléctrica em qualquer hora do ano, isto é, nunca existe aquilo que é definido no *EnergyPLAN* como *Critical Excess Electricity Production*, ou seja, em cada instante, nunca existe electricidade que, estando a mais no sistema nacional, não possa ser absorvida pela capacidade de interligação disponível. Para esta segurança no abastecimento contribui, como já referido, a capacidade de interligação à rede espanhola, mas também a potência de bombagem instalada no sistema electroprodutor.

Na simulação com optimização técnica, e excepto no caso do cenário de referência onde há o registo histórico de um saldo importador positivo, não existe qualquer importação de electricidade sendo o sistema capaz de suprir os consumos de forma autónoma. No entanto, a interligação é utilizada no sentido Portugal-Espanha de modo a escoar excessos de produção, nomeadamente de origem renovável. De facto, o *EnergyPLAN* utiliza a interligação como principal forma de fazer a integração das FER na rede eléctrica, o que resulta num saldo exportador positivo nos cenários B-D. Assim, a capacidade de bombagem hidroeléctrica é subaproveitada nos cenários A-C, sendo que apenas no cenário D tem uma utilização relevante. Estima-se ainda que a penetração de renováveis na produção de electricidade possa atingir perto de 70% em 2050 (cenário D), partindo de cerca de 50% na situação de referência, em 2010 (cenário A). Quanto à repartição da produção, a energia eólica tornar-se-á na principal fonte de energia já em 2018 (cenário B). A produção térmica registará a maior queda desde cerca de 32% em 2010 até perto dos 18% em 2050. Esta queda não é mais acentuada porque é exigida uma percentagem mínima de produção proveniente de centrais com capacidade de estabilização da rede em cada instante. O combustível mais utilizado (em cogeração e térmica convencional) será o gás natural em todos os cenários embora se preveja um aumento na utilização de biomassa e, em menor escala, dos RSU e biogás. Quanto ao carvão deixará de ser usado a partir de 2023 (cenário C) com o descomissionamento da central do Pego; do mesmo modo, o fuel também será apenas usado no cenário de referência, sendo substituído na cogeração por gás natural e eliminado na geração termoeléctrica com o descomissionamento da central de Setúbal.

O facto da capacidade de armazenamento não ser aproveitada com este tipo de optimização no *EnergyPLAN* levou a que se explorasse uma optimização de mercado que tem como objectivo a diminuição dos custos totais do sistema em vez de tentar minimizar o consumo de combustíveis fósseis. Assim, obtém-se um saldo exportador positivo para os cenários B-D sendo a interligação usada não só para exportar os excessos de produção mas também para importar energia em alguns períodos. A bombagem hidroeléctrica é utilizada de forma significativa para absorver os excessos de produção, permitindo também aumentar a produção bruta nas centrais hidroeléctricas com albufeira. Relativamente à penetração de renováveis, repartição de combustíveis ou tecnologias de produção com maior contribuição não se registam alterações significativas face aos resultados obtidos com a optimização técnica do sistema.

As emissões de CO₂ associadas à produção de energia são o parâmetro usado para quantificar o impacto ambiental do sector eléctrico. No cenário de referência estima-se que rondem as 14Mt anuais, descendo até perto das 8Mt em 2050. Esta queda de cerca de 40% pode ser explicada com a utilização apenas do gás natural (ao nível dos combustíveis fósseis), menos poluente e da biomassa que passa a ter um papel mais relevante, especialmente no regime de cogeração.

Embora tenha uma importância secundária no âmbito deste trabalho, a análise económica lança algumas pistas importantes acerca dos custos de produção de electricidade nos cenários considerados. Em primeiro lugar, o investimento necessário para a reformulação do parque electroprodutor no período 2010-2050 está relacionado essencialmente com a instalação de capacidade eólica adicional, construção dos novos empreendimentos hidroeléctricos previstos no Plano Nacional de Barragens e também, em menor medida, com a construção das novas centrais de ciclo combinado e investimentos em capacidade de produção fotovoltaica. Relativamente aos custos marginais, verifica-se que seja qual for o tipo de optimização considerada para o sistema, são dominados em larga medida pelos custos com combustível. Apesar da menor utilização de combustíveis fósseis, a mudança para o gás natural pode revelar-se arriscada do ponto de vista económico devido ao acentuado aumento do seu preço no período 2010-2050; em contraste, o preço do carvão terá um aumento relativamente menor embora não seja relevante porque deixará de ser utilizado a partir de 2018 no sistema electroprodutor. Ao nível

dos custos variáveis de operação e manutenção, destaca-se o peso da operação dos sistemas de bombagem hidroeléctrica nos cenários que fazem maior utilização desta tecnologia. Quanto os custos de carbono são, excepto no cenário A, a menor parcela dos custos marginais apesar do aumento do preço do carbono previsto para 2010-2050. Assim, em ambos os tipos de optimização, o custo marginal de produção de electricidade irá aumentar no período 2010-2023, prevendo-se que exista depois uma descida significativa até 2050, devida em grande parte à diminuição dos custos com combustível. O custo médio irá registar uma tendência similar. Os proveitos económicos obtidos com a transacção de energia em mercado dependem do tipo de optimização feita: com a optimização técnica aumentam no período 2023-2050, atingindo quase o dobro do registado em 2010; com a optimização económica, aumentam até 2023, caindo depois. Esta queda poder-se-á dever ao significativo aumento do consumo previsto em 2050, relativamente aos outros cenários, que resulta em menor quantidade de energia disponível para venda. O facto de, ao contrário do que seria de esperar, na optimização económica se encontrar um custo médio superior ao da optimização técnica deve-se a uma diferença de metodologias na análise económica no sistema: no *EnergyPLAN* são minimizados os custos totais do sistema incluindo por exemplo as transacções de electricidade em mercado ou os custos fixos do sistema, parcelas que não são usadas na análise económica realizada em [69] e que serve de modelo para este trabalho.

Os resultados obtidos para os cenários considerados não indicam a necessidade de instalar capacidade adicional de armazenamento, quer em sistemas de bombagem hidroeléctrica quer de outro tipo de tecnologias, face à capacidade prevista para 2050 de cerca de 5000 MW. No entanto, é importante destacar o papel que sistemas de armazenamento de menor capacidade podem ter no apoio a unidades de geração distribuída. De facto, num contexto de centrais virtuais, a utilização de armazenamento em baterias, por exemplo, pode tornar mais fácil a gestão da produção de um agregado de unidades renováveis, tornando-a mais previsível e facilitando assim a sua integração no sistema electroprodutor.

Com base nestes resultados, pode afirmar-se que Portugal obtém vantagens com a progressiva electrificação transversal de todos os sectores de consumo de energia. Ao nível dos carros eléctricos, incluídos na modelação em *EnergyPLAN*, verifica-se que a sua parcela de consumo é residual face ao restante, em todos os cenários. Uma aposta maior nesta tecnologia poderia reduzir as emissões associadas aos motores de combustão típicos utilizando energia eléctrica. Esta conclusão aplica-se com propriedade ao caso de Portugal porque a fracção de energia renovável na produção de electricidade é muito elevada; num país com o sistema electroprodutor baseado quase exclusivamente em combustíveis fósseis seria uma medida ambientalmente contraproducente visto que aumentaria o seu consumo e, portanto, as emissões de carbono. Um raciocínio semelhante pode ser aplicado ao sector do aquecimento onde é grande a utilização de caldeiras baseadas em combustíveis fósseis. Estas potenciais alterações na forma de consumir energia poderiam colocar Portugal na rota de uma diminuição sustentada e significativa da sua dependência energética.

10. Bibliografia

- [1] Unidas, Nações, “Report of the United Nations Conference on the Human Environment,” Stockholm, 1972.
- [2] Europeia, Comissão, “Energia para o futuro: fontes de energia renováveis. Livro Branco para uma estratégia e um plano de acção comunitários,” 1997.
- [3] UNEP, “Keeping Track of Our Changing Environment: From Rio to Rio+20 (1992-2012),” Division of Early Warning and Assessment (DEWA), Nairobi, 2011.
- [4] Europeia, Comissão, “Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis,” Jornal Oficial da União Europeia, 2009.
- [5] REN21, “Renewables 2011 Global Status Report,” REN21 Secretariat, Paris, 2011.
- [6] República, Diário da, “Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) - Resolução do Conselho de Ministros n°20/2013,” 1ª série, n°70, 10 de Abril de 2013, 2013.
- [7] Agency, International Energy, “Variability of wind power and other renewables: Management options and other strategies,” EIA, 2005.
- [8] “Wikipédia: Grid Energy Storage,” [Online]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/Grid_energy_storage. [Acedido em 9 Abril 2014].
- [9] P. J. Hall e E. J. Bain, “Energy-storage technologies and electricity generation,” *Energy Policy*, vol. 36, pp. 4352-4355, 2008.
- [10] S. M. Schoenung e W. V. Hassenzahl, “Long vs Short Term Energy Storage Technologies Analysis: A Life Cycle Cost Study,” Sandia National Laboratories, 2003.
- [11] IRENA; IEA-ETSAP, “Electricity Storage: Technology Policy Brief E18,” 2012.
- [12] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen e M. Leahy, “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy,” *Applied Energy*, vol. 87, pp. 1059-1082, 2009.
- [13] H. Lund, “EnergyPLAN - Advanced Energy Systems Analysis Computer Model - Documentation Version 11.0,” Aalborg University, Dinamarca, 2013.
- [14] E. Burke, *The Environment and World History*, 2009, pp. 33-53.

- [15] V. Smil, *World History and Energy*, vol. 6, E. o. Energy, Ed., 2004.
- [16] M. Hubbert, “Nuclear energy and the fossil fuels,” *Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute, 1956.
- [17] D. J. C. Mackay, *Sustainable Energy: Without the Hot Air*, UIT Cambridge, 2008.
- [18] OECD; IEA, “Energy Policies of IEA Countries - Portugal 2009 Review,” IEA, Paris, França, 2009.
- [19] IPCC, “Summary for Policymakers in “Climate Change 2013: The Physical Science Basis”,” Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013.
- [20] EU Climate Change Expert Group, “The 2°C Target - Information Reference Document: Background on Impacts, Emission Pathways, Mitigation Options and Costs,” Brussels, 2008.
- [21] IEA, “World Energy Outlook 2012,” IEA, Paris, França, 2012.
- [22] BP, “BP Statistical Review of World Energy,” 2013. [Online]. Available: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html>. [Acedido em 21 Maio 2014].
- [23] REN, “Dados Técnicos / Technical Data 2012,” 2012.
- [24] DGEG, “Balanço Energético Sintético - 2012,” Ministério da Economia e do Emprego, Portugal, 2012.
- [25] “Sim - Revista do Minho,” [Online]. Available: revistasim.com/pt/?p=2195. [Acedido em 14 Maio 2014].
- [26] “A Electricidade em Portugal,” [Online]. Available: <http://energiaelectrica.no.sapo.pt/emportug.htm>. [Acedido em 14 Maio 2014].
- [27] AICEP, “Infraestruturas e Acessibilidades,” 2008.
- [28] Diário da República, “Decreto Lei nº29/2006,” Série I-A, nº33, 15 de Fevereiro de 2006, 2006.
- [29] M. Guedes, “Ezequiel de Campos e o conceito de Rede Eléctrica Nacional,” *Electricidade*, vol. 350, pp. 355-364, 1997.
- [30] FEUP, “A Rede de Transporte e a sua História Evolutiva,” [Online]. Available: paginas.fe.up.pt/~ee98096/trabalho.pdf. [Acedido em 21 Maio 2014].

- [31] Blog Restos de Coleção, [Online]. Available: restosdecoleccion.blogspot.pt/2012/02/barragem-de-castelo-do-bode.html. [Acedido em 14 Maio 2014].
- [32] EDP Distribuição, 2009. [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaoedelectricidade/Pages/Distribui%C3%A7%C3%A3oPT.aspx>. [Acedido em 14 Maio 2014].
- [33] Diário da República, “Decreto-Lei nº 172/2006,” 1ª série, nº162, 23 de Agosto de 2006, 2006.
- [34] REN; DGEG; Governo de Portugal, “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2013-2030,” 2013.
- [35] Y. H. Wan, “Long-Term Wind Power Variability,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2012.
- [36] F. Steinke, P. Wolfrum e C. Hoffmann, “Grid vs. storage in a 100% renewable Europe,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 826-832, 2012.
- [37] A. Estanqueiro, “Redes de Distribuição de Energia. Tema F - Armazenamento de Energia,” Lisboa, 2012.
- [38] REN, “Centro de Informação REN,” 2014. [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx>. [Acedido em 28 Maio 2014].
- [39] H. M. Diagne, M. David, P. Lauret e J. Boland, “Solar Irradiation Forecasting: state-of-the-art and proposition for future developments for small-scale insular grids,” *American Solar Energy Society*, 2012.
- [40] Diário da República, “Decreto-Lei nº 34/2011,” 1ª série, nº47, 8 de Março de 2011, 2011.
- [41] K. El Bakari e W. L. Kling, “Virtual Power Plants: an Answer to Increasing Distributed Generation,” *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, pp. 1-6, 2010.
- [42] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li e Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, pp. 291-312, 2009.
- [43] H. Ibrahim, A. Ilinea e J. Perron, “Energy storage systems - Characteristics and comparisons,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 1221-1250, 2008.

- [44] C.-J. Yang, “Pumped Hydroelectric Storage,” Durham, North Carolina, USA.
- [45] IEA, “Environmental and Health Impacts of Electricity Generation: A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies,” 2002.
- [46] W. W. de Boer, F. J. Verheij, D. Zwemmer e R. Das, “The Energy Island - An Inverse Pump Accumulation Station,” KEMA - Lievense - Rudolf DAS.
- [47] E.ON, “Seabed air bags to deliver energy for power plants,” E.ON Innovation Center Energy Storage.
- [48] Y.-M. Kim, J.-H. Lee, S.-J. Kim e D. Favrat, “Potential and Evolution of Compressed Air Energy Storage: Energy and Exergy Analyses,” *Entropy*, vol. 14, pp. 1501-1521, 2012.
- [49] IEA-ETSAP and IRENA, “Thermal Energy Storage: Technology Brief E17,” 2013.
- [50] N. Hamsic, A. Schmelter, A. Mohd, E. Ortjohann, E. Schultze, A. Tuckey e J. Zimmermann, “Increasing Renewable Energy Penetration in Isolated Grids Using a Flywheel Energy Storage System,” *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, Abril 2007.
- [51] W. V. Hassenzahl, “Superconducting Magnetic Energy Storage,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 71, pp. 1089-1098, 1983.
- [52] M. G. Molina, “Dynamic Modelling,” em *Dynamic Modelling and Control Design of Advanced Energy Storage for Power System Applications*, InTech, Alisson V. Brito, 2010, pp. 52-53.
- [53] K. C. Divya e J. Ostergaard, “Battery energy storage technology for power systems - An overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 511-520, 2009.
- [54] J. Leadbetter e L. G. Swan, “Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity,” *Journal of Power Sources*, vol. 216, pp. 376-386, 2012.
- [55] J. A. P. Lopes, F. J. Soares e P. M. R. Almeida, “Integration of electric vehicles in the electric power system,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 168-183, 2011.
- [56] W. Kempton e J. Tomic, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” *Journal Of Power Sources*, 2005.
- [57] McPhy Energy, “McPhy Energy signs contract with Enel Group for solid hydrogen storage,” [Online]. Available: <http://www.h2euro.org/wp->

- content/uploads/2011/02/energy_storage_en.jpg. [Acedido em 15 Junho 2014].
- [58] D. Connolly, “Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool - version 4.5,” Aalborg University (Denmark), 2013.
- [59] H. Lund, “Large-scale integration of wind power into different energy systems,” *Energy*, vol. 30, pp. 2402-2412, 2005.
- [60] H. Lund, “Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply,” *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 503-515, 2006.
- [61] H. Lund e W. Kempton, “Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G,” *Energy Policy*, vol. 36, pp. 3578-3587, 2008.
- [62] H. Lund, B. V. Mathiesen e P. Norgaard, “Integrated transport and renewable energy systems,” *Utilites Policy*, vol. 16, pp. 107-116, 2008.
- [63] B. V. Mathiesen, “Fuel cells and electrolysers in future energy systems ,” Aalborg University (Denmark), 2008.
- [64] H. Lund e M. B. Blarke, “The effectiveness of storage and relocation options in renewable energy systems,” *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 1499-1507, 2008.
- [65] H. Lund e G. Salgi, “The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 90, pp. 1172-1179, 2009.
- [66] B. Cosic, G. Krajacic e N. Duic, “A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia,” *Energy*, vol. 48, pp. 80-87, 2012.
- [67] G. Krajacic, N. Duic, Z. Zmijarevic, B. V. Mathiesen, A. A. Vucinic e M. G. Carvalho, “Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 31, pp. 2073-2083, 2011.
- [68] H. Lund, D. Connolly, B. V. Mathiesen e M. Leahy, “The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland,” *Applied Energy*, vol. 88, pp. 902-907, 2011.
- [69] L. V. N. Fernandes, “Um sistema eléctrico 100% renovável na geração de electricidade: o caso português,” Escola de Engenharia da Universidade do Minho, 2012.
- [70] D. S. Botelho, “Estratégia de optimização do sistema ibérico de produção de energia eléctrica com grande penetração de energias renováveis,” Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2012.

- [71] REN e P. Frade, “Dados para EnergyPLAN,” REN - Redes Energéticas Nacionais, 2010.
- [72] REN, “Estatística Diária do Sistema Electroprodutor Nacional - Hidráulica,” 2010. [Online]. Available:
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaHidraulica.aspx>. [Acedido em 21 Junho 2014].
- [73] REN, “REN - Sistema de Informação de Mercados de Energia,” 2010. [Online]. Available:
<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>. [Acedido em 2 Julho 2014].
- [74] ARCADIS; ATECMA, “Technical assessment of the Portuguese National Programme for Dams with High Hydropower Potential (PNBEPH),” DG Environment - European Comissions, Brussels, 2009.
- [75] REN, “Dados Técnicos / Technical Data 2010,” REN - Redes Energéticas Nacionais, 2011.
- [76] EDP, “Relatório e Contas 2010,” EDP, 2010.
- [77] REN, “Informação Mensal do Sistema Electroprodutor - Dezembro 2010,” REN - Redes Energéticas Nacionais, 2010.
- [78] Electropaedia , “Battery and Energy Technologies,” Electropaedia, 2014. [Online]. Available: http://www.mpoweruk.com/hydro_power.htm. [Acedido em 24 Junho 2014].
- [79] DGEG, “Importações de Carvão em 2010,” DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia, 2010.
- [80] DGEG, “Petróleo, Gás Natural e Carvão - Estatísticas Rápidas (Dezembro de 2010),” DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia, 2010.
- [81] Thomson Reuters, “Henry Hub Natural Gas Spot Price (Dollars per Million Btu),” 2010. [Online]. Available: <http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>. [Acedido em 28 Junho 2014].
- [82] P. P. dos Santos, “Central de Biomassa de Portalegre,” Soluções de Bioenergia, Enerwood, Portalegre, 2008.
- [83] A. Herikd, “Comparison of CO2 emission factors for fuels used in Greenhouse Gas Inventories and consequences for monitoring and reporting under the EC emissions trading scheme,” ETC/ACC - European Topic Centre on Air and Climate Change, 2003.
- [84] EPA - United States Environmental Protection Agency, “CHP Economic Benefits,” 2014.

- [Online]. Available: <http://www.epa.gov/chp/basic/economics.html>. [Acedido em 10 Abril 2014].
- [85] EIA, “Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants,” EIA - US Energy Information Administration, Washington DC, 2013.
- [86] ETSAP, “Combined Heat and Power - Technology Brief E04,” ETSAP - Energy Technology Systems Analysis Programme, 2010.
- [87] Cogen Portugal, “Cogeração,” Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração, 2011.
- [88] EIA, “Estimated Capital Cost of Power Generating Plant Technologies (USD per kW),” EIA - US Energy Information Administration, 2007. [Online]. Available: <http://cdm.unfccc.int/filestorage/Q/5/7/Q57ASVXOICJUZYH9RWNBEPP4D13KT8/4118%20Estimated%20Capital%20Cost%20of%20Power%20Generating%20Plant%20Technologies.pdf?t=UVZ8bjd2ejRzfDD4iSWCsCMIEWPkmKsdrJb>. [Acedido em 2014 Junho 28].
- [89] IRENA, “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Hydropower,” IRENA - International Renewable Energy Agency, 2012.
- [90] OANDA, “Historical Exchange Rates USD/EUR 2010,” 2014. [Online]. Available: <http://www.oanda.com/currency/historical-rates/>. [Acedido em 10 Abril 2014].
- [91] OANDA, “Historical Exchange Rates DKK/EUR 2010,” 2014. [Online]. Available: <http://www.oanda.com/currency/historical-rates/>. [Acedido em 10 Abril 2014].
- [92] REN, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014,” REN - Rede Eléctrica Nacional, 2008.
- [93] REN, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 2014-2023,” REN - Rede Eléctrica Nacional, 2013.
- [94] Ministério de Minas e Energia, “Avaliação Preliminar do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos de Campo Grande, MS,” Governo Federal do Brasil, Rio de Janeiro, 2008.
- [95] S. N. M. de Souza, W. C. Pereira, C. E. C. Nogueira, A. A. Pavan e A. Sordi, “Custo da eletricidade gerada em conjunto motor gerador utilizando biogás da suinocultura,” 2004.
- [96] C. Panoutsou e A. Castillo, “Outlook on Market Segments for Biomass Uptake by 2020 in the UK,” Intelligent Energy - Europe, 2011.

- [97] G. A. F. Gomes, “Previsão a longo prazo de preços de electricidade,” FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [98] IRENA, “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Concentrating Solar Power,” IRENA - International Renewable Energy Agency, 2012.
- [99] R. Tidball, J. Bluestein, N. Rodriguez e S. Knoke, “Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies,” NREL, Fairfax, Virginia, 2010.

Anexos

Anexo I – Caracterização do cenário A

Tabela 15 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário A.

Cenário A				
Separador	Parâmetro	Valor	Fonte	
Dados Técnicos				
<i>Electricity Demand</i>	Consumo Total	52.32 TWh/ano ⁽¹⁾	[71]	
	Saldo Importador	2.61 TWh/ano	[71]	
<i>District Heating</i>	Centrais Termoeléctricas		7407 MW ⁽²⁾	
	Térmica ⁽³⁾	Carvão	18.58 TWh/ano	[71]
		Gás Natural	20.25 TWh/ano	[71]
		Fuel	3.29 TWh/ano	[71]
		Biomassa	2.79 TWh/ano	[71]
		Produção Total	17.45 TWh/ano	[71]
Eficiência		44 % ⁽⁴⁾	[71] [76]	
<i>Renewable Energy</i>	Eólico		3705 MW	
	Fotovoltaico		122 MW	
	Fio-de-água		2500 MW ⁽⁵⁾	
	Albufeira		2478 MW	
	Bombagem		967 MW ⁽⁶⁾	
	Afluência de água às albufeiras		7 TWh/ano ⁽⁷⁾	
	Reservatório		3000 GWh ⁽⁸⁾	
	Eficiência Turbinagem		95 %	
Eficiência Bombagem		79% ⁽⁹⁾		
<i>Industry</i>	Cogeração ⁽¹⁰⁾	Fuelóleo	6.52 TWh/ano	
		Gás Natural	13.57 TWh/ano	
		Biomassa	12.11 TWh/ano	
		Produção Total	7.33 TWh/ano	
		Potência Instalada	1698 MW	
<i>Regulation</i>	Linhas de Transmissão	1800 MW	[71]	

Notas:

1. Corresponde ao consumo total inclui a fracção satisfeita com recurso ao saldo importador. Excluindo esse saldo, resulta em 49.581 TWh/ano.
2. Inclui as centrais a carvão (1756 MW), a gás natural excluindo cogeração (3829 MW) e outros excluindo cogeração (1822 MW).
3. Combustível utilizado nas centrais térmicas de acordo com a referência citada. A produção é obtida através da soma da produção total com carvão, gás natural e fuel, obtidas pela integração ao longo de um ano dos dados horários correspondentes.
4. Considera-se que o carvão e fuel são utilizados em centrais térmicas convencionais (37.6%), o gás natural em ciclo combinado (53.2%) e a biomassa (22.1%). Estes valores de eficiência são ponderados com a produção de cada central para obter uma eficiência global:

$$\varepsilon_{global} = \frac{(18.58 + 3.29) \times 0.376 + 20.25 \times 0.532 + 2.79 \times 0.221}{18.58 + 3.29 + 20.25 + 2.79} \approx 44\%$$

5. A potência instalada em regime PRO é de 2100 MW aos quais se somam as pequenas hídricas (PCH) com 400 MW instalados.
6. Considera-se que em 2010 estavam em funcionamento 6 centrais hidroeléctricas equipadas com sistema de bombagem: Torrão (140 MW), Alto Rabagão (68 MW), Frades (191 MW), Vilarinho das Furnas (125 MW), Alqueva (107 MW) e Aguieira (336 MW).
7. O valor aproximado foi obtido através da soma dos caudais afluentes diários obtidos da referência indicada, para o ano 2010.
8. A 30 de Dezembro de 2010, o armazenamento nas albufeiras era de 1935 GWh, correspondentes a 63% da capacidade máxima. Assim, estima-se que esta capacidade máxima será de cerca de 3000 GWh.
9. Utiliza-se o quociente entre a energia produzida por bombagem (1.044 TWh/ano) e a energia consumida pelas bombas (1.388 TWh/ano) para estimar a eficiência global do processo que é de cerca de 75%.

$$\varepsilon_{global} = \varepsilon_{turbinagem} \times \varepsilon_{bombagem} \Rightarrow \varepsilon_{bombagem} = \frac{0.75}{0.95} \approx 79\%$$

10. Combustível utilizado nas centrais de cogeração de acordo com a referência citada. A produção é determinada integrando os dados correspondentes à produção PRE Térmica ao longo de um ano.

Tabela 16 - Referências bibliográficas dos parâmetros económicos do cenário A.

Dados Económicos						
	Combustível	Carvão ⁽¹⁾	Gás Natural ⁽²⁾	Biomassa ⁽³⁾	Fuelóleo ⁽⁴⁾	Fonte
<i>Fuel</i>	Preço	2.66 €/GJ	3.06 €/GJ	2.35 €/GJ	14.63 €/GJ	[76] [79] [80] [81] [82]
	Transporte	0.17 €/GJ	0.42 €/GJ	1.58 €/GJ	0.23 €/GJ	[13]
	Taxas	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	[76]
	Conteúdo CO ₂	94.6 kgCO ₂ /GJ	56.1 kgCO ₂ /GJ	-	77.4 kgCO ₂ /GJ	[83]
	Preço CO ₂	14 €/ton				[76]
<i>Operation</i>	CHP	7.40 €/MWh				[84]
	Hídrica	1.78 €/MWh				[85]
	Térmica	2.91 €/MWh ⁽⁵⁾				[71] [85]
	Bombagem	74.01 €/MWh ⁽⁶⁾				[11]
<i>Investment</i>	Tecnologia	Investimento	O&M	Tempo de Vida		
	CHP ⁽⁷⁾	0.85 M€/MW	3.6%	20 anos	[69] [86] [87]	
	Térmica ⁽⁸⁾	0.99 M€/MW	1.6%	35 anos	[71] [85] [69] [88]	
	Eólica	1.64 M€/MW	1.8%	25 anos	[69] [85]	
	Fotovoltaica	2.87 M€/MW	0.6%	25 anos	[69] [85]	
	Fio-de-água	1.66 M€/MW	2.0%	50 anos	[69] [89]	
	Albufeira	1.44 M€/MW	0.5%	50 anos	[69] [85]	
	Taxa de Juro ⁽⁹⁾	3%				[13]

Notas:

1. O preço médio do carvão em 2010 foi de 92\$/ton de acordo com [76]; o poder calorífico da hulha (maioritariamente proveniente da Colômbia [79] e usada em Portugal para produção de electricidade) é de 25.58MJ/kg de acordo com a DGEG [80].

O custo de transporte utilizado é o *default* do *EnergyPLAN* na ausência de melhores dados.

Não existem taxas aplicadas sobre o carvão na produção de electricidade em Portugal.

Utiliza-se o valor relativo ao carvão betuminoso (correspondente à hulha queimada na produção de electricidade) para as emissões de CO₂ [83].

2. O preço médio do gás natural em 2010, no índice Henry Hubb, foi de 4.37\$/MBtu [81].

O custo de transporte utilizado é o *default* do EnergyPLAN na ausência de melhores dados.

Não existem taxas aplicadas sobre o gás natural usado para produção de electricidade em Portugal [76].

Utiliza-se o valor retirado de [83] para o conteúdo de CO₂.

3. Numa apresentação relativa ao projecto *Enerwood* (projecto de avaliação do potencial de algumas espécies lenhosas autóctones para a produção de energia a partir da sua biomassa) é referido um custo de 28€/ton para biomassa com um PCI entre 2500 e 3200 kcal/kg. Usa-se um PCI intermédio de 2850 kcal/kg.

Para os custos de transporte, usa-se o *default* do EnergyPLAN do custo de transporte para centrais eléctricas.

Não existem taxas aplicadas sobre a biomassa usada para produção eléctrica em Portugal [76].

4. Usa-se o preço médio para 2010 obtido em [80] e assumindo um PCI de 40 MJ/kg.

Para o custo de transporte usa-se o *default* do EnergyPLAN – 1.7DKK/GJ.

5. São usados os valores relativos a centrais a carvão pulverizado e a centrais convencionais de ciclo combinado para o gás natural. Estes valores são ponderados pela energia produzida em cada central, obtida dos dados da REN.

6. Corresponde no EnergyPLAN ao custo marginal de armazenar 1MWh de electricidade.

7. O custo de investimento em Portugal é obtido em [87].

O custo de O&M é de 40\$/kW segundo [86] correspondendo a 3.5% do investimento.

O tempo de vida usado é obtido de [69].

8. Os valores de investimento em centrais a carvão e gás natural são retirados de [85]; para as centrais a fuel de [88]. Estes valores são ponderados pela potência instalada de cada tecnologia para obter o valor tabelado.

Os custos de manutenção são retirados de [85]; para o fuel considera-se igual ao carvão. Pondera-se pela potência instalada.

Valor intermédio para o tempo de vida em centrais a carvão (30 anos) e gás natural (40 anos) retirado de [69].

9. Utiliza-se o valor *default* do EnergyPLAN.

Para a conversão USD/EUR e DKK/EUR foram usados dados obtidos de [90] e [91] respectivamente.

Anexo II – Evolução do consumo de electricidade

A análise da evolução do consumo de electricidade foi feita em dois intervalos distintos:

- a. 2010-2013: utilizam-se os Dados Técnicos da REN para estes anos, constituindo dados reais registados no sistema eléctrico português.
- b. 2014-2030: utilizam-se os dados do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional [34] que contém cenários de procura com medidas de eficiência energética e veículos eléctricos. Considerou-se o cenário central.
- c. 2030-2050: são utilizadas projecções feitas com base nas tendências registadas nos pontos anteriores.

Tabela 17 - Evolução do consumo de electricidade no período 2010-2050 em GWh.

Ano	2010	2018	2023	2050
Consumo	52.320	49.463	51.813	63.831
EV	0	51	166	656
Total	52.320	49.514	51.979	64.487

Admite-se que a distribuição horária do consumo de electricidade se mantém como em 2010, obtida de [71]. Para o perfil horário de carregamento dos veículos eléctricos considera-se a distribuição default do EnergyPLAN, “Hour_transport.txt”.

Anexo III – Evolução da potência instalada no SEN

Centrais Termoeléctricas

Utilizando dados do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional (RMSA) e dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) para os períodos 2009-2014 [92] e 2014-2023 [93], fez-se uma síntese das datas relevantes para as unidades termoeléctricas em Portugal.

Tabela 18 - Datas de entrada ao serviço e descomissionamento das centrais térmicas.

Tecnologia	Central	Potência (MW)	Entrada ao Serviço	Descomissionamento
Carvão	Sines	1180	-	2017
	Pego	576	-	2021
Gás Natural	Tapada de Outeiro	990	-	2022
	Ribatejo	1176	2003	-
	Lares	826	2009	-
	CC Pego	837	2010	-
	CCGT Sines	888	2017	-
	CCGT Lavos	878	2017	-
Fuel	Carregado	708	-	2009
	Barreiro	56	-	2009
	Setúbal	947	-	2012
Gasóleo	Tunes	165	-	2012

Assim, determinou-se a potência instalada das centrais termoeléctricas em Portugal para cada ano considerado nos cenários, por tipo de combustível queimado.

Tabela 19 - Evolução da potência termoeléctrica instalada em regime PRO, em MW.

Ano		2010	2018	2023	2050
Tecnologia	Carvão	1756	576	0	0
	Gás Natural	3829	5595	4605	4605
	Fuel	1657	0	0	0
	Gasóleo	165	0	0	0
Total (MW)		7407	6171	4605	4605

Centrais Hidroeléctricas

Partindo dos dados do cenário de referência para a potência instalada em três categorias distintas (albufeira, fio-de-água), somaram-se as potências instaladas dos novos empreendimentos, de acordo com as datas de entrada ao serviço previstas no PDIRT [93].

Quanto às pequenas centrais hídricas (PCH), que funcionam em regime PRE, utilizaram-se os dados da evolução prevista no RMSA [34] para os anos 2015, 2020, 2025 e 2030. Para obter uma estimativa da potência instalada nos anos em análise nos cenários considerados, utilizou-se uma interpolação linear entre os dados conhecidos.

Note-se que, para simulação no *EnergyPLAN*, consideram-se as pequenas centrais hídricas como centrais do tipo fio-de-água.

Tabela 20 - Cronograma da data de entrada ao serviço das novas centrais hidroeléctricas.
Nota: (1) - Reforço de potência.

Central	Potência	Entrada ao Serviço	Tipo
Picote II ⁽¹⁾	238	2011	Fio-de-Água
Bemposta II ⁽¹⁾	191	2012	Fio-de-Água
Alqueva II ⁽¹⁾	256	2012	Albufeira
Ribeiradio - Ermida	77	2015	Albufeira
Baixo Sabor	171	2015	Albufeira
Venda Nova III ⁽¹⁾	736	2016	Albufeira
Salamonde II ⁽¹⁾	207	2016	Albufeira
Foz Tua	251	2016	Albufeira
Girabolhos / Bogueira	445	2017	Albufeira
Fridão	238	2019	Albufeira
Alto Tâmega	160	2019	Albufeira
Daivões	114	2019	Albufeira
Gouvães	880	2019	Albufeira
Alvito	225	2022	Albufeira
Paradela II ⁽¹⁾	320	2022	Albufeira
Carvão - Ribeira	555	2022	Albufeira

Para a bombagem, fez-se um levantamento das datas de entrada em funcionamento das centrais com bombagem, construídas ou ainda em desenvolvimento. Salvo indicação contrária encontrada na bibliografia, considerou-se que a potência de bombagem instalada é igual à potência das turbinas colocadas na central hidroeléctrica..

Tabela 21 - Entrada ao serviço das centrais equipadas com bombagem hidroeléctrica.

Central	Potência (MW)	Entrada ao Serviço
Alto Rabagão	68	1964
Vilarinho das Furnas	125	1972
Torrão	140	1988
Agueira	336	1981
Alqueva	107	2004
Frades	191	2005
Alqueva II	220	2012
Baixo Sabor	170	2015
Venda Nova III	736	2016
Salamonde II	207	2016
Foz Tua	251	2016
Girabolhos	415	2017
Gouvães	880	2019
Alvito	225	2022
Paradela II	320	2022
Carvão-Ribeira	555	2022

A capacidade de armazenamento dos novos aproveitamentos hidroeléctricos foi estimada tendo em conta os valores encontrados para a queda e volume do reservatório. Não se encontraram valores para o aproveitamento de bombagem pura de Carvão-Ribeira visto que ainda se encontra em projecto. Considerou-se uma densidade da água de 1000 kg/m^3 e aceleração gravítica de 9.8m/s^2 .

Tabela 22 - Queda e volume do reservatório considerados para estimar a capacidade de armazenamento das novas centrais hidroeléctricas.

Central	Queda (m)	Volume (m ³)	Armazenamento (GWh)
Ribeiradio - Ermida	65	8,83E+07	16
Baixo Sabor	122	6,30E+08	209
Foz Tua	118	3,10E+08	100
Girabolhos / Bogueira	114	1,43E+08	44
Fridão	80	1,95E+08	42
Alto Tâmega	89	9,60E+07	23
Daivões	67	6,60E+07	12
Gouvães	620	1,30E+07	22
Alvito	101	2,09E+08	57
Carvão - Ribeira	-	-	-

Por fim, relativamente à afluência de água às albufeiras, não existem quaisquer dados disponíveis. No entanto, o Plano Nacional de Barragens tem como objectivo o aproveitamento do potencial hídrico disponível no país. Assim, considerou-se que a quantidade de água disponível anualmente vai aumentar na mesma proporção que a capacidade de armazenamento. Compilando todos os dados acima apresentados, obtém-se a tabela abaixo com a evolução prevista de todos os parâmetros relevantes para a modelação da componente hídrica do sistema eléctrico.

Tabela 23 - Potência hidroeléctrica instalada (MW), capacidade de armazenamento (GWh) e afluência de água às albufeiras para os cenários considerados (TWh/ano).

Ano	2010	2018	2023	2050
Albufeira	2478	4621	7113	7113
Fio-de-Água	2100	2529	2529	2529
PCH	400	478	530	530
Total	4978	7628	10172	10262
Bombagem	967	2966	4946	4946
Armazenamento	3000	3353	3510	3510
Afluência de Água	7.0	7.8	8.2	8.2

Interligação

A REN e a REE têm desenvolvido acções conjuntas de planeamento e reforço das redes de modo a promover um aumento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário. As limitações actuais mantêm esta capacidade entre os 1500 MW e 2200 MW em cerca de 90% do tempo. O objectivo passa por ultrapassar estas limitações, atingindo uma capacidade na ordem dos 3000 MW em ambos os sentidos.

Utilizam-se os valores mínimos indicativos da capacidade comercial de interligação constantes no RMSA 2013-2030 [34] para os anos de 2012, 2014, 2017, 2020 e 2025. Os valores para os anos usados nos cenários foram obtidos por interpolação linear.

Tabela 24 - Evolução prevista da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha, no âmbito do MIBEL, em MW.

Ano	2010	2018	2023	2050
Potência (MW)	1800	3067	3200	3200

Produção em Regime Especial (PRE)

Em primeiro lugar, analisou-se a evolução da potência instalada no período 2010-2030 tendo em conta os Dados Técnicos da REN publicados até 2013 e os valores apontados pelo RMSA [34] para os anos de 2015, 2020, 2025, 2030. Os valores para os restantes anos foram obtidos por interpolação linear. Note-se que apesar das Pequenas Centrais Hídricas também constituírem produção em regime especial, foram incluídas na parte da hídrica por facilidade de simulação em EnergyPLAN.

Tabela 25 - Evolução da potência instalada em regime PRE, em MW.

Ano		2010	2018	2023	2050
Eólica	<i>Onshore</i>	3705	5100	5612	8887
Térmica	Cogeração	1698	1910	2040	2784
	Biomassa		192	209	297
	RSU		110	110	110
	Biogás		56	63	97
Solar	PV	122	420	536	1086
	CSP	0	38	62	211

Por coerência com os dados utilizados para caracterizar o cenário de referência, considerou-se que toda a PRE térmica consistia em cogeração. No entanto, para cenários futuros existem dados acerca da potência instalada de PRE térmica em quatro categorias: cogeração, biomassa (em centrais dedicadas), RSU e biogás. Além disso, é necessário ainda conhecer a distribuição de combustível para estas centrais. Para chegar a esses valores assumiu-se que:

- a. as centrais de cogeração utilizam gás natural (75%) ou biomassa (25%) como combustível (no cenário D estas quotas são invertidas); de facto, várias centrais que utilizavam fuel têm sido reconvertidas nos últimos anos. Estes valores foram obtidos dos pressupostos na base do RMSA [34] que contém valores da potência instalada de cogeração não renovável (gás natural) e de cogeração renovável (biomassa).
- b. para cada categoria, estimou-se a energia produzida anualmente por cada MW instalado e a eficiência da tecnologia na produção de electricidade:
 - i. Cogeração: com base nos dados conhecidos (produção e potência instalada) para 2010-2013 ([23] [75]) estima-se que se produzam 5GWh/ano por MW instalado. A eficiência eléctrica é considerada 32% de acordo com [87] quer para a biomassa quer para o gás natural.
 - ii. Biomassa: Com base em dados do PNAER [6] estima-se que a produção será de cerca de 5.6 GWh/ano por MW instalado em centrais dedicadas. A eficiência considerada é de 25% de acordo com dados da Enerwood constantes numa apresentação acerca da Central de Biomassa de Portalegre. [82].
 - iii. RSU: Na ausência de melhores dados, admite-se um valor de produção semelhante ao da biomassa, cerca de 5GWh/ano por MW instalado. A eficiência é considerada 30% de acordo com dados de [94].
 - iv. Biogás: Segundo o PNAER [6] serão produzidos cerca de 7GWh/ano por MW instalado; considera-se uma eficiência na produção de electricidade de 25% de acordo com a referência [95].

Tabela 26 - Evolução dos combustíveis usados nas centrais térmicas PRE, em TWh/ano.

Combustível		2010	2018	2023	2050
Biomassa	Cogeração	32.200	7.461	7.969	32.646
	Centrais Dedicadas		4.301	4.682	6.645
Gás Natural	Cogeração		22.383	23.906	10.882
RSU			933	1.050	1.609
Biogás			1.568	1.764	2.704

Anexo IV – Evolução dos custos de combustível e CO₂

Nesta secção utilizaram-se dados do RMSA [34] para avaliar a evolução do preço dos combustíveis convencionais (carvão, gás natural e fuelóleo) e do preço do carbono. Neste último caso, apenas estavam disponíveis estimativas para 2015, 2020 e 2030 sendo os restantes valores obtidos por interpolação linear. O preço da biomassa é obtido de [82], o dos RSU e biogás (considerou-se o preço das lamas e estrumes usadas para a sua produção) de [96]. Note-se que para a biomassa não se considerou uma evolução anual do preço porque, segundo [97], o custo da biomassa para produção de energia é considerado constante porque não existe um mercado nacional onde se possa estimar a evolução desse preço. Uma justificação semelhante é aplicada no caso dos RSU e do biogás.

Tabela 27 - Evolução do preço dos combustíveis e do carbono.

Ano	2010	2018	2023	2050	Unidade
Fuelóleo	14,63	11,63	12,40	13,19	€/GJ
Carvão	2,66	3,21	3,36	3,47	€/GJ
Gás Natural	3,06	7,37	7,86	8,56	€/GJ
Biomassa	2,35	2,35	2,35	2,35	€/GJ
Biogás	0,50	0,50	0,50	0,50	€/GJ
RSU	2,90	2,90	2,90	2,90	€/GJ
CO ₂	14	19	24	51	€/ton

Anexo V – Caracterização do cenário B

Tabela 28 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário B.

Cenário B				
Separador	Parâmetro		Valor	Observações
Dados Técnicos				
<i>Electricity Demand</i>	Consumo ⁽¹⁾		49.460 TWh/ano	Anexo II
<i>District Heating</i>	Carvão		576 MW	Anexo III
	Gás Natural		5595 MW	
	Biomassa ⁽²⁾		192 MW	
	Total		6363 MW	
	Eficiência		44 %	[71] [76]
<i>Renewable Energy</i> ⁽⁴⁾	Eólico	<i>Onshore</i>	5100 MW	Anexo III
	Solar	PV	420 MW	
		CSP	38 MW	
	Fio-de-água ⁽³⁾		3007 MW	
	Albufeira		4621 MW	
	Bombagem		2966 MW	
	Afluência de água às albufeiras		7.8 TWh/ano	
	Reservatório		3353 GWh	
	Eficiência Turbinagem		95 %	
	Eficiência Bombagem		79 %	[23] [78]
<i>Industry</i>	Cogeração ⁽⁵⁾	Gás Natural	22.383 TWh/ano	Anexo III
		Biomassa	7.641 TWh/ano	
		Produção Total	9.550 TWh/ano	
		Potência Instalada	1910 MW	
<i>Transport</i>	Consumo		51 GWh/ano	Anexo II
<i>Waste</i> ⁽⁶⁾	RSU	Input	0.933 TWh/ano	Anexo III
		Eficiência	30 %	
		Potência Instalada	110 MW	
	Biogás	Input	1.512 TWh/ano	
		Eficiência	25 %	
		Potência Instalada	56 MW	
<i>Regulation</i>	Linhas de Transmissão		3067 MW	

Notas:

1. Valor que exclui a parcela usada em transportes eléctricos que será adicionada posteriormente no separador *Transport*.
2. Corresponde à produção de electricidade com recurso a biomassa em centrais dedicadas, excluindo assim a parcela da cogeração.
3. A potência instalada em regime PRO é de 2529 MW aos quais se somam as pequenas hídricas (PCH) com 478 MW instalados.
4. O *EnergyPLAN* permite apenas simular quatro fontes renováveis no sistema; assim, escolheram-se as tecnologias mais relevantes em termos de potência instalada: eólica *onshore*, hídrica a fio-de-água, fotovoltaica e CSP.
5. Combustível utilizado nas centrais de cogeração de acordo com a referência citada.
6. Este separador modela a produção de electricidade em regime PRE usando RSU e biogás.

Tabela 29 - Referências usadas para caracterizar economicamente o cenário B.

Dados Económicos							
<i>Fuel</i>	Combustível	Carvão	Gás Natural	Biomassa	RSU ⁽¹⁾	Biogás ⁽²⁾	Fonte
	Preço	3.21 €/GJ	7.37 €/GJ	2.35 €/GJ	2.90 €/GJ	0.50 €/GJ	Anexo IV
	Transporte	0.17 €/GJ	0.42 €/GJ	1.58 €/GJ	1.58 €/GJ	0.42 €/GJ	Anexo I
	Taxas	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	
	Conteúdo CO ₂	94.6 kg/GJ	56.1 kg/GJ	-	56.1 kg/GJ	56.1 kg/GJ	
	Preço CO ₂		19 €/ton				Anexo IV
<i>Operation</i>	CHP		7.40 €/MWh				Anexo I
	Hídrica		1.78 €/MWh				
	Térmica		2.91 €/MWh ⁽⁵⁾				
	Bombagem		74.01 €/MWh ⁽⁶⁾				
<i>Investment</i>	Tecnologia		Investimento	O&M	Tempo de Vida		Anexo I
	CHP ⁽³⁾		0.85 M€/MW	3.6%	20 anos		
	Térmica		0.99 M€/MW	1.6%	35 anos		
	Eólica		1.64 M€/MW	1.8%	25 anos		
	Fotovoltaica		2.87 M€/MW	0.6%	25 anos		
	Fio-de-água		1.66 M€/MW	2.0%	50 anos		
	Albufeira		1.44 M€/MW	0.5%	50 anos		
	Taxa de Juro		3%				
<i>Additional</i>	Tecnologia		Investimento	O&M	Tempo de Vida		Anexo I
	Cogeração com RSU e biogás		0.85 M€/MW	3.6%	20 anos		
	CSP ⁽⁴⁾		3.40 M€/MW	1.5%	25 anos		
	Rede de Transporte ⁽⁵⁾		1065 M€	-	50 anos		

Notas:

- Os custos de transporte é considerado igual ao da biomassa; o conteúdo em CO₂ é assumido como igual ao do gás natural.
- O custo de transporte e conteúdo em CO₂ é considerado igual ao do gás natural.
- Inclui centrais de cogeração e biogás.
- Considera-se uma configuração parabólica sem capacidade de armazenamento. Da referência retira-se um custo de O&M de 70 \$/kW anuais, isto é, cerca de 1.5% do investimento. Para tempo de vida utiliza-se o mesmo valor da tecnologia PV.
- Segundo o PDIRT 2014-2023 serão feitos investimentos de 1065 M€ no período entre 2014 e 2018 para projectos relacionados com o reforço da capacidade de interligação, integração de renováveis, remodelação de instalações e segurança e qualidade de abastecimento entre outros. O tempo de vida associado ao investimento não é referido, adoptando-se um valor de 50 anos.

Para a conversão USD/EUR foram usados dados obtidos de [90].

Anexo VI – Caracterização do cenário C

Tabela 30 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário C.

Cenário C				
Separador	Parâmetro		Valor	Observações
Dados Técnicos				
<i>Electricity Demand</i>	Consumo ⁽¹⁾		51.81 TWh/ano	Anexo II
<i>District Heating</i>	Carvão		0 MW	Anexo III
	Gás Natural		4605 MW	
	Biomassa ⁽²⁾		209 MW	
	Total		4814 MW	
	Eficiência ⁽³⁾		44 %	[71] [76]
<i>Renewable Energy</i> ⁽⁴⁾	Eólico	<i>Onshore</i>	5612 MW	Anexo III
	Solar	PV	536 MW	
		CSP	62 MW	
	Fio-de-água ⁽³⁾		3059 MW	
	Albufeira		7113 MW	
	Bombagem		4946 MW	
	Afluência de água às albufeiras		8.2 TWh/ano	
	Reservatório		3510 GWh	
	Eficiência Turbinagem		95 %	
	Eficiência Bombagem		79 %	[23] [78]
<i>Industry</i>	Cogeração ⁽⁵⁾	Gás Natural	23.906 TWh/ano	Anexo III
		Biomassa	7.969 TWh/ano	
		Produção Total	10.200 TWh _e /ano	
		Potência Instalada	2040 MW	
<i>Transport</i>	Consumo		166 GWh/ano	Anexo II
<i>Waste</i> ⁽⁶⁾	RSU	Input	1.050 TWh/ano	Anexo III
		Eficiência	30 %	
		Potência Instalada	110 MW	
	Biogás	Input	1.764 TWh/ano	
		Eficiência	25 %	
		Potência Instalada	63 MW	
<i>Regulation</i>	Linhas de Transmissão		3200 MW	

Notas:

1. Valor que exclui a parcela usada em transportes eléctricos que será adicionada posteriormente no separador *Transport*.
2. Corresponde à produção de electricidade com recurso a biomassa em centrais dedicadas, excluindo assim a parcela da cogeração.
3. A potência instalada em regime PRO é de 2529 MW aos quais se somam as pequenas hídricas (PCH) com 530 MW instalados.
4. O *EnergyPLAN* permite apenas simular quatro fontes renováveis no sistema; assim, escolheram-se as tecnologias mais relevantes em termos de potência instalada: eólica *onshore*, hídrica a fio-de-água, fotovoltaica e CSP.
5. Combustível utilizado nas centrais de cogeração de acordo com a referência citada.
6. Este separador modela a produção de electricidade em regime PRE usando RSU e biogás.

Tabela 31 - Referências usadas para caracterizar economicamente o cenário C.

Dados Económicos						
<i>Fuel</i>	Combustível	Gás Natural	Biomassa	RSU	Biogás	Fonte
	Preço	7.86 €/GJ	2.35 €/GJ	2.90 €/GJ	0.50 €/GJ	Anexo IV
	Transporte	0.42 €/GJ	1.58 €/GJ	1.58 €/GJ	0.42 €/GJ	Anexo I
	Taxas	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	
	Conteúdo CO ₂	56.1 kg/GJ	-	32.5 kg/GJ	56.1 kg/GJ	
	Preço CO ₂		24 €/ton			Anexo IV
<i>Operation</i>	CHP		7.40 €/MWh			Anexo I
	Hídrica		1.78 €/MWh			
	Térmica		2.91 €/MWh ⁽⁵⁾			
	Bombagem		74.01 €/MWh ⁽⁶⁾			
<i>Investment</i>	Tecnologia		Investimento	O&M	Tempo de Vida	Anexo I
	CHP ⁽³⁾		0.85 M€/MW	3.6%	20 anos	
	Térmica		0.99 M€/MW	1.6%	35 anos	
	Eólica		1.64 M€/MW	1.8%	25 anos	
	Fotovoltaica		2.87 M€/MW	0.6%	25 anos	
	Fio-de-água		1.66 M€/MW	2.0%	50 anos	
	Albufeira		1.44 M€/MW	0.5%	50 anos	
	Taxa de Juro		3%			
<i>Additional</i>	Tecnologia		Investimento	O&M	Tempo de Vida	Anexo I
	Cogeração com RSU e biogás		0.85 M€/MW	3.6%	20 anos	
	CSP		3.40 M€/MW	1.5%	25 anos	

Anexo VII – Caracterização do cenário D

Tabela 32 - Referências bibliográficas utilizadas para caracterizar tecnicamente o cenário D.

Cenário C				
Separador	Parâmetro		Valor	Observações
Dados Técnicos				
<i>Electricity Demand</i>	Consumo ⁽¹⁾		63.83 TWh/ano	Anexo II
<i>District Heating</i>	Carvão		0 MW	Anexo III
	Gás Natural		4605 MW	
	Biomassa ⁽²⁾		297 MW	
	Total		4902 MW	
	Eficiência ⁽³⁾		44 %	[71] [76]
<i>Renewable Energy</i> ⁽⁴⁾	Eólico	<i>Onshore</i>	8887 MW	Anexo III
	Solar	PV	1086 MW	
		CSP	211 MW	
	Fio-de-água ⁽³⁾		3059 MW	
	Albufeira		7113 MW	
	Bombagem		4946 MW	
	Afluência de água às albufeiras		8.2 TWh/ano	
	Reservatório		3510 GWh	
	Eficiência Turbinagem		95 %	
	Eficiência Bombagem		79 %	[23] [78]
<i>Industry</i>	Cogeração ⁽⁵⁾	Gás Natural	10.882 TWh/ano	Anexo III
		Biomassa	32.646 TWh/ano	
		Produção Total	13.929 TWh _e /ano	
		Potência Instalada	2784 MW	
<i>Transport</i>	Consumo		656 GWh/ano	Anexo II
<i>Waste</i> ⁽⁶⁾	RSU	Input	1.609 TWh/ano	Anexo III
		Eficiência	30 %	
		Potência Instalada	110 MW	
	Biogás	Input	2.704 TWh/ano	
		Eficiência	25 %	
		Potência Instalada	97 MW	
<i>Regulation</i>	Linhas de Transmissão		3200 MW	

Notas:

1. Valor que exclui a parcela usada em transportes eléctricos que será adicionada posteriormente no separador *Transport*.
2. Corresponde à produção de electricidade com recurso a biomassa em centrais dedicadas, excluindo assim a parcela da cogeração.
3. A potência instalada em regime PRO é de 2529 MW aos quais se somam as pequenas hídricas (PCH) com 530 MW instalados.
4. O EnergyPLAN permite apenas simular quatro fontes renováveis no sistema; assim, escolheram-se as tecnologias mais relevantes em termos de potência instalada: eólica *onshore*, hídrica a fio-de-água, fotovoltaica e CSP.
5. Combustível utilizado nas centrais de cogeração de acordo com a referência citada.
6. Este separador modela a produção de electricidade em regime PRE usando RSU e biogás.

Tabela 33 - Referências usadas para caracterizar economicamente o cenário D.

Dados Económicos						
<i>Fuel</i>	Combustível	Gás Natural	Biomassa	RSU	Biogás	Fonte
	Preço	7.86 €/GJ	2.35 €/GJ	2.90 €/GJ	0.50 €/GJ	Anexo IV
	Transporte	0.42 €/GJ	1.58 €/GJ	1.58 €/GJ	0.42 €/GJ	Anexo I
	Taxas	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	0 €/GJ	
	Conteúdo CO ₂	56.1 kg/GJ	-	32.5 kg/GJ	56.1 kg/GJ	
Preço CO ₂		24 €/ton			Anexo IV	
<i>Operation</i>	CHP		7.40 €/MWh			Anexo I
	Hídrica		1.78 €/MWh			
	Térmica		2.91 €/MWh ⁽⁵⁾			
	Bombagem		74.01 €/MWh ⁽⁶⁾			
<i>Investment</i>	Tecnologia		Investimento	O&M	Tempo de Vida	Anexo I
	CHP ⁽³⁾		0.85 M€/MW	3.6%	20 anos	
	Térmica		0.99 M€/MW	1.6%	35 anos	
	Eólica		1.64 M€/MW	1.8%	25 anos	
	Fotovoltaica		2.87 M€/MW	0.6%	25 anos	
	Fio-de-água		1.66 M€/MW	2.0%	50 anos	
	Albufeira		1.44 M€/MW	0.5%	50 anos	
	Taxa de Juro		3%			
<i>Additional</i>	Tecnologia		Investimento	O&M	Tempo de Vida	Anexo I
	Cogeração com RSU e biogás		0.85 M€/MW	3.6%	20 anos	
	CSP		3.40 M€/MW	1.5%	25 anos	
					[98]	

Anexo VIII – Análise Económica do Sistema Electroprodutor

Apresenta-se abaixo o método de análise económica utilizado, com os valores relativos à optimização técnica explicada em 8.1. O raciocínio é idêntico no caso da optimização económica em 8.2.

Potência Instalada, P_t

Para efeitos de análise económica dos cenários em estudo para o sistema electroprodutor, consideram-se as potências instaladas abaixo apresentadas.

Tabela 34 - Potência instalada por tecnologia nos cenários considerados, em MW.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	1756	576	0	0
Gás Natural	3829	5595	4605	4605
Fuelóleo / Gasóleo	1822	0	0	0
Biomassa	0	192	209	297
Albufeira	2478	4621	7113	7113
Fio-de-Água	2500	3007	3059	3059
Eólica	3705	5100	5612	8887
Solar PV	122	420	536	1086
Solar CSP	0	38	62	211
Cogeração	1698	1910	2040	2784
Biogás	0	56	63	97
RSU	0	110	110	110
Total	17910	21625	23409	28249

Energia Produzida, E_t

A análise económica das tecnologias de geração de electricidade instaladas depende da energia produzida anualmente apresentada abaixo, de acordo com dados obtidos do EnergyPLAN.

Tabela 35 - Energia produzida anualmente por cada tecnologia em MWh.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	6.982.800	910.800	0	0
Gás Natural	7.612.000	8.857.200	9.693.200	12.680.800
Fuelóleo / Gasóleo	1.236.400	0	0	0
Biomassa	1.047.200	299.200	440.000	818.400
Albufeira	6.630.000	7.280.000	7.710.000	8.440.000
Fio-de-Água	9.820.000	11.820.000	12.020.000	12.020.000
Eólica	9.060.000	12.480.000	13.730.000	21.740.000
Solar PV	210.000	720.000	910.000	1.850.000
Solar CSP	0	60.000	110.000	360.000
Cogeração	7.330.000	9.550.000	10.200.000	13.930.000
Biogás	0	378.000	441.000	676.000
RSU	0	279.900	315.000	482.700
PHS	0	40.000	80.000	1.580.000
Total (s/ PHS)	49.928.400	52.635.100	55.569.200	72.997.900

Custo de Investimento, C_{INV}

Este parâmetro é estimado a partir dos custos de investimento por unidade de potência apresentados na caracterização de cada cenário em estudo. É calculado em relação ao cenário de referência para o qual se consideram custos de investimento nulos, isto é, o parque electroprodutor em funcionamento já foi pago estando agora apenas a ser explorado. Abaixo, a expressão utilizada neste cálculo:

$$C_{INV} = C_{INV,t} \times (P_{REF,t} - P_t) \quad (1)$$

Onde $C_{INV,t}$ é o custo de investimento para cada tecnologia (€/MW), $P_{REF,t}$ é a potência instalada de uma dada tecnologia no cenário de referência e P_t a potência instalada no cenário em estudo.

Tabela 36 - Custos de investimento nos cenários considerados.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D	
Carvão	0 €	0 €	0 €	0 €	
Gás Natural		1.748.340.000 €	0 €	0 €	
Fuelóleo / Gasóleo		0 €	0 €	0 €	
Biomassa		163.200.000 €	14.450.000 €	74.800.000 €	
Albufeira		3.085.920.000 €	3.588.480.000 €	0 €	
Fio-de-Água		841.620.000 €	86.320.000 €	0 €	
Eólica		2.287.800.000 €	839.680.000 €	5.371.000.000 €	
Solar PV		855.260.000 €	332.920.000 €	1.578.500.000 €	
Solar CSP		129.200.000 €	81.600.000 €	506.600.000 €	
Cogeração		180.200.000 €	110.500.000 €	632.400.000 €	
Biogás		47.600.000 €	5.950.000 €	28.900.000 €	
RSU		93.500.000 €	0 €	0 €	
Rede		1.065.000.000 €	0 €	0 €	
Total		0 €	10.497.640.000 €	5.059.900.000 €	8.192.200.000 €

Custo Variável de Operação e Manutenção, $C_{O\&M}$

Nesta secção usam-se os valores introduzidos no *EnergyPLAN* para a operação das centrais de cogeração, hídricas e térmicas. Para as restantes tecnologias, cujos custos variáveis de O&M não são incluídos no *EnergyPLAN*, utilizam-se os valores abaixo apresentados que foram retirados de [99]. Assume-se que o biogás é queimado numa turbina de combustão convencional.

Tabela 37 - Custos de O&M não contemplados no EnergyPLAN.

Tecnologia	€/MWh
Eólica	0,00
Solar PV	0,00
Solar CSP	0,00
Biogás	2,61
RSU	0,01

Assim, os custos variáveis de operação e manutenção para cada tecnologia de produção são dados por:

$$C_{O\&M} = E_t \times C_{O\&M,t} \quad (2)$$

Onde E_t é a energia produzida anualmente por dada tecnologia (MWh) e $C_{O\&M,t}$ os custos variáveis de O&M por unidade de energia (€/MWh).

Tabela 38 - Custos variáveis de operação e manutenção nos cenários considerados.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	20.319.948 €	2.650.428 €	0 €	0 €
Gás Natural	22.150.920 €	25.774.452 €	28.207.212 €	36.901.128 €
Fuelóleo / Gasóleo	3.597.924 €	0 €	0 €	0 €
Biomassa	3.047.352 €	870.672 €	1.280.400 €	2.381.544 €
Albufeira	11.773.846 €	12.999.178 €	13.691.757 €	14.988.123 €
Fio-de-Água	17.438.788 €	20.990.476 €	21.345.645 €	21.345.645 €
Eólica	0 €	0 €	0 €	0 €
Solar PV	0 €	0 €	0 €	0 €
Solar CSP	0 €	0 €	0 €	0 €
Cogeração	54.242.000 €	70.670.000 €	75.480.000 €	103.082.000 €
Biogás	0 €	986.185 €	1.150.550 €	1.763.654 €
RSU	0 €	2.046 €	2.302 €	3.528 €
PHS	0 €	2.960.400 €	5.920.800 €	116.935.800 €
Total	132.570.778 €	137.903.837 €	147.078.666 €	297.401.422 €

Custo de Combustível, C_{COMB}

Os custos relativos à aquisição de combustível para centrais termoelétricas e de cogeração dependem obviamente das quantidades utilizadas que são apresentadas na tabela abaixo.

Tabela 39 - Combustível utilizado para produção de energia em TWh.

Combustível	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	15,87	2,07	0,00	0,00
Gás Natural	30,87	42,52	45,94	39,70
Fuelóleo	9,33	0,00	0,00	0,00
Biomassa	14,49	8,32	8,97	34,51
Biogás	0,00	1,51	1,76	2,70
RSU	0,00	0,93	1,05	1,61

Tendo em conta os custos de combustível usados na caracterização dos cenários, os custos de combustível são assim calculados através da expressão:

$$C_{COMB} = Q_f \times C_{COMB,f} \quad (3)$$

Onde Q_f é a quantidade utilizada (MWh) e $C_{COMB,f}$ é o custo (€/MWh) de cada tipo de combustível.

Tabela 40 - Custos de combustível em cada cenário considerado.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	151.971.546 €	23.920.987 €	0 €	0 €
Gás Natural	340.064.872 €	1.128.143.799 €	1.299.921.880 €	1.223.398.626 €
Fuelóleo	491.393.816 €	0 €	0 €	0 €
Biomassa	122.585.743 €	70.395.857 €	75.877.952 €	291.955.417 €
Biogás	0 €	2.721.608 €	3.175.209 €	4.867.214 €
RSU	0 €	9.740.547 €	10.962.031 €	16.798.007 €
Total	1.106.015.977 €	1.234.922.798 €	1.389.937.072 €	1.537.019.264 €

Custo de Carbono, C_{CARB}

As emissões de carbono na produção de electricidade representam um custo adicional que depende do conteúdo em CO₂ de cada uma das tecnologias.

Tabela 41 - Conteúdo em carbono dos combustíveis usados em kg/MWh.

Carvão	341
Gás Natural	202
Fuelóleo	279
Biomassa	0
Biogás	202
RSU	202

Assim, os custos de carbono são calculados através da expressão:

$$C_{CARB} = Q_f \times C_{CARB,f} \times P_{CO2} \quad (4)$$

Onde $C_{CARB,f}$ é o conteúdo em carbono dos combustíveis (kg/MWh) e P_{CO2} o preço do carbono (€/kg) de acordo com o que foi apresentado na caracterização económica dos cenários.

Tabela 42 - Custos das emissões de carbono nos cenários considerados.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	75.665.623 €	13.394.225 €	0 €	0 €
Gás Natural	87.283.075 €	163.159.449 €	222.673.024 €	408.908.423 €
Fuelóleo	36.395.958 €	0 €	0 €	0 €
Biomassa	0 €	0 €	0 €	0 €
Biogás	0 €	5.801.907 €	8.550.179 €	27.851.093 €
RSU	0 €	3.580.145 €	5.089.392 €	16.572.636 €
Total	199.344.656 €	185.935.727 €	236.312.595 €	453.332.152 €

Custo Marginal, C_{MARG}

No âmbito da produção de electricidade, o custo marginal pode ser definido como o custo de produzir uma unidade adicional de energia numa determinada unidade de geração. Permite definir uma ordem de mérito no despacho, colocando as centrais com menores custos marginais na linha da frente para satisfazer a procura, minimizando assim os custos globais de produção de electricidade. Esta ordem de mérito pode ser alterada por razões de estabilidade ou congestão da rede por exemplo. O custo marginal pode ser calculado de acordo com a expressão:

$$C_{MARG} = C_{O\&M} + C_{COMB} + C_{CARB} \quad (5)$$

Onde $C_{O\&M}$ são os custos variáveis de operação e manutenção (€), C_{COMB} os custos com o combustível (€) e C_{CARB} os custos associados às emissões de carbono (€).

Note-se que para obter o custo marginal de cada tecnologia, é preciso conhecer a repartição do combustível, nomeadamente do gás natural, do fuelóleo e da biomassa que podem ser utilizados tanto em centrais térmicas convencionais como em processos de cogeração. Estes valores são obtidos do *EnergyPLAN* permitindo efectuar o cálculo de uma forma correcta.

Tabela 43 - Custo marginal de produção de electricidade em cada cenário.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	247.957.116 €	39.965.640 €	0 €	0 €
Gás Natural	261.642.967 €	637.108.751 €	758.350.132 €	1.221.865.590 €
Fuelóleo / Gasóleo	162.557.116 €	0 €	0 €	0 €
Biomassa	23.182.208 €	6.623.488 €	9.740.424 €	18.117.188 €
Albufeira	11.773.846 €	12.999.178 €	13.691.757 €	14.988.123 €
Fio-de-Água	17.438.788 €	20.990.476 €	21.345.645 €	21.345.645 €
Eólica	0 €	0 €	0 €	0 €
Solar PV	0 €	0 €	0 €	0 €
Solar CSP	0 €	0 €	0 €	0 €
Cogeração	713.379.369 €	814.969.837 €	935.358.373 €	826.644.360 €
Biogás	0 €	9.509.700 €	12.875.937 €	34.481.961 €
RSU	0 €	13.322.738 €	16.053.725 €	33.374.171 €
PHS	0 €	2.960.400 €	5.920.800 €	116.935.800 €
Total	1.437.931.411 €	1.558.450.208 €	1.773.336.792 €	2.287.752.838 €
€/MWh	28,80 €	29,59 €	31,91 €	31,34 €

Custo Médio, C_{MED}

O custo médio vai integrar os custos de investimento no custo marginal obtido anteriormente. Para tal, utiliza-se um factor de actualização F_a , de acordo com o que é feito em [69], calculado a partir de:

$$F_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (6)$$

Onde i é a taxa de juro e n é o tempo de vida associado à tecnologia; ambos os parâmetros são apresentados na caracterização económica dos cenários. Assim, o custo médio é dado por:

$$C_{MED} = \frac{C_{INV}}{F_a} + C_{MARG} \quad (7)$$

Tabela 44 - Custo médio da electricidade em cada cenário considerado.

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	247.957.116 €	39.965.640 €	0 €	0 €
Gás Natural	261.642.967 €	718.475.256 €	758.350.132 €	1.221.865.590 €
Fuelóleo / Gasóleo	162.557.116 €	0 €	0 €	0 €
Biomassa	23.182.208 €	14.218.700 €	10.412.916 €	21.598.327 €
Albufeira	11.773.846 €	132.934.985 €	153.159.807 €	14.988.123 €
Fio-de-Água	17.438.788 €	53.700.454 €	24.700.514 €	21.345.645 €
Eólica	0 €	131.383.483 €	48.221.035 €	308.445.095 €
Solar PV	0 €	49.115.761 €	19.118.887 €	90.649.894 €
Solar CSP	0 €	7.419.681 €	4.686.114 €	29.092.959 €
Cogeração	713.379.369 €	827.082.108 €	942.785.708 €	869.151.574 €
Biogás	0 €	12.709.168 €	13.275.871 €	36.424.494 €
RSU	0 €	19.607.406 €	16.053.725 €	33.374.171 €
Rede	0 €	41.391.752 €	0 €	0 €
PHS	0 €	2.960.400 €	5.920.800 €	116.935.800 €
Total	1.437.931.411 €	2.050.964.793 €	1.996.685.509 €	2.763.871.674 €
€/MWh	28,80 €	38,94 €	35,93 €	37,86 €