

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



Sistema de Eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Bruno Miguel Cabrita Penisga

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Miguel Centeno Brito
Doutor Pedro Nunes

2016

Agradecimentos

A realização desta dissertação contou com importantes apoios e incentivos sem os quais não se teria concretizado e aos quais estarei eternamente grato.

Ao meu orientador, Doutor Pedro Nunes, por toda a disponibilidade e apoio prestado que foi essencial para a elaboração desta dissertação e, também, pela oportunidade de estudar sobre um tema de elevado interesse para mim. A sua orientação foi essencial em qualquer um dos momentos de realização deste trabalho.

Ao meu orientador, Professor Doutor Miguel Brito, pelos conselhos e incentivos prestados aquando da revisão de todo o trabalho.

Gostaria, também, de agradecer à REN pela disponibilidade de dados e informações referentes ao sistema eletroprodutor nacional, que foram necessários para este trabalho. Também à EDP, gostaria de agradecer pelos dados disponibilizados, nomeadamente relativos aos grandes aproveitamentos hídricos.

Aos meus pais pelo fato de terem investido e acreditado sempre em mim. Sem o seu apoio nunca teria tido a hipótese de estar a terminar um curso superior.

À minha irmã por ser sempre uma referência para mim e por todo o apoio incondicional que me presta ao longo de toda a minha vida.

Aos meus restantes familiares, avós, tios e primos, quero também agradecer por todo o carinho e ajuda que sempre me demonstraram.

A todos os meus amigos e companheiros de faculdade que sempre estiveram do meu lado, nos bons e maus momentos. Todo o vosso companheirismo foi sem dúvida fundamental para a concretização deste trabalho.

A todos, o meu muito obrigado.

Resumo

A exploração intensiva dos recursos fósseis e os problemas ambientais que lhe estão associados colocam em causa o paradigma energético atual. Como resposta, têm sido criadas diversas metas que visam mitigar as alterações climáticas através da redução da emissão de gases com efeito de estufa. A mais importante é a decorrente da Conferência das Nações Unidas em Paris, em que 196 países desenvolvidos e em vias de desenvolvimento acordaram tomar medidas no sentido de a temperatura média do planeta não exceder os 2°C, com aspiração a 1.5°C. Nesta matéria a União Europeia tem assumido a liderança, com a criação de um ambicioso Pacote Energia-Clima, que inclui um forte aumento da incorporação de fontes de energias renováveis no setor elétrico. Numa larga escala, contudo, a incorporação destas fontes coloca desafios, dado o seu carácter não regulável.

Portugal apresenta um recurso de energias renováveis muito grande, cujos investimentos e exploração têm resultado em elevados níveis de penetração eólica e hídrica. Contudo, como Portugal no contexto do mercado de eletricidade europeu tem a exportação restrita, torna-se difícil escoar o excesso de eletricidade em cenários com ainda mais alta penetração renovável. Tal deve-se à semelhança temporal entre Portugal e Espanha da produção renovável e à produção nuclear constante em França, sendo especialmente críticos os períodos de vazio. Deste modo, o aumento da incorporação renovável em Portugal tem duas condicionantes: (1) reforço da capacidade de interligação entre a Península Ibérica e o resto da Europa. Existem metas europeias que preveem que até 2020 esta ligação atinja 10% da capacidade instalada no sistema electroprodutor; (2) o aumento da capacidade de armazenamento. Até à data, as hídricas com albufeira tem sido a única forma de Portugal armazenar eletricidade em larga escala. Perspetiva-se contudo que no futuro os veículos elétricos possam servir de unidades distribuídas de armazenamento, dada a capacidade das suas baterias, constituindo no seu conjunto uma forma adicional de armazenar energia em larga escala.

Partindo deste contexto, neste trabalho analisa-se o impacto destes cenários no sistema elétrico português num horizonte temporal até 2050. O EnergyPLAN foi escolhido como ferramenta de simulação para este estudo. Os resultados demonstram que o crescimento da potência renovável em Portugal, nomeadamente fotovoltaica, pode funcionar em complementaridade com a integração de veículos elétricos. Os resultados mostram que partir de 2040 a importância da bombagem hidroelétrica para armazenar eletricidade começa a diminuir, podendo ser substituída com vantagem pelo armazenamento de energia nos veículos elétricos.

Palavras-Chave: Elevada Penetração de Fontes Renováveis, Sistemas de Armazenamento de Eletricidade, Veículos Elétricos, Modelação de Sistemas de Energia, EnergyPLAN

Abstract

The intensive exploitation of fossil fuels along with its environmental issues are changing the energy paradigm of nowadays. As such, several paths to mitigate climate change have been created through reducing greenhouse gas emissions. The most important results from United Nations Paris Conference, in which 196 developed and developing countries agreed to take steps so that the planet average temperature does not exceed 2°C, with aspiration to 1.5 °C. The European Union has been on the front run of these issues, with its Climate and Energy package, whose goal is to greatly increase the share of renewable sources in the energy systems. However, the large-scale renewable energy integration is limited by its temporal variability.

Portugal is rich on renewable resource, whose exploration led to high wind and hydro penetration. However, Portugal is restricted on its export capacity of surplus electricity through the European electricity market. This is due to the Portuguese and Spanish renewable production similarity and the constant nuclear production in France, mainly during off-peak hours. Thus, the increasing of renewable incorporation in Portugal is restrained by two factors: (1) the European interconnection capacity; (2) the storage capacity.

So far, the hydroelectric pumping storage has been the only way Portugal has to store electricity on large scale. However, given the plenty of renewable resource, it would be interesting to assess the future potential use of electric vehicles as distributed storage of electricity.

Departing from this, this work analyses the impact of these scenarios in the Portuguese electrical system until the year 2050. The EnergyPLAN was chosen as the simulation tool for this study. The results show that the growth of renewable power in Portugal, namely photovoltaics, can work in complementarity with the integration of electric vehicles. In 2050, renewable penetration in the electricity sector may even reach 74%. The results show that from 2040 on the importance of hydro-pumping to store electricity starts to decrease, as it can be replaced with advantage by charging electric vehicles.

Keywords: Large-scale Renewable Energy Integration, Electricity Storage Systems, Electric Vehicles, Energy Systems Modelling, EnergyPLAN

Conteúdo

Resumo.....	i
Abstract.....	iii
Índice de Figuras.....	vii
Índice de Tabelas.....	ix
Abreviações.....	xi
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Motivação e Objetivos	3
1.3. Estrutura da dissertação.....	3
2. Integração de energia renovável no sistema elétrico.....	5
2.1. Tecnologias: caracterização e variabilidade.....	6
2.1.1. Hídrica.....	6
2.1.2. Eólica.....	6
2.1.3. Solar	7
2.1.4. Biomassa	8
2.1.5. Oceanos	8
2.2. Desafios Associados.....	9
2.3. Sistemas de Armazenamento de Energia	9
2.3.1. Bombagem hidroelétrica	11
2.3.2. Carregamento inteligente de veículos elétricos.....	13
2.4. Redes inteligentes.....	14
2.5. Ferramentas de sistemas de energia	15
3. Metodologia	17
3.1. EnergyPLAN.....	17
3.1.1. Aplicações prévias.....	18
3.1.2. Otimização	20
3.1.3. Ordem de Mérito	20
3.1.4. Modelação	21
4. Caso de estudo	23
4.1. Sistema Elétrico Atual Português.....	23
4.1.1. Sistema Eletroprodutor.....	23
4.1.2. Consumo de eletricidade	24
4.1.3. Interligação.....	25

4.2. Cenário de Referência	26
4.2.1. Produção de Energia.....	26
4.2.2. Consumo de Energia	29
4.2.3. Armazenamento de Energia	30
4.2.4. Regulação.....	30
4.2.5. Interligação.....	32
4.2.6. Calibração.....	32
4.3. Cenários Futuros	34
4.3.1. Sistema Elétrico Nacional	34
4.3.2. Sistema de Transportes Nacional	40
4.3.3. Gestão do Excesso de Produção.....	46
4.3.4. Investimentos e Custos Fixos de O&M.....	47
4.3.5. Sumário	49
5. Resultados	53
5.1. Balanços anuais: consumo e produção.....	53
5.2. Interligações	56
5.3. Emissões de CO ₂	58
5.4. Análise Económica.....	59
5.4.1. Custos de Investimento	59
5.4.2. Custos Fixos de Operação e Manutenção.....	60
5.5. Diagramas de Carga e Produção	61
5.5.1. Cenário 1: 2020	62
5.5.2. Cenário 2: 2025	64
5.5.3. Cenário 3: 2030	66
5.5.4. Cenário 4: 2035	68
5.5.5. Cenário 5: 2040	70
5.5.6. Cenário 6: 2045	72
5.5.7. Cenário 7: 2050	74
6. Conclusões.....	77
6.1. Limitações e trabalhos futuros	79
7. Referências.....	81

Índice de Figuras

Figura 1 – Efeito de suavização por agregação: potência entregue por 1 turbina (azul), 4 turbinas (vermelho), 1 parque eólico (verde) e 24 parques eólicos (preto) [20].	7
Figura 2 – Efeito de suavização das flutuações rápidas de potência entregue pela agregação de um ou vários blocos de unidades de geração solar fotovoltaico [24].	8
Figura 3 – Comparação da potência de injeção (eixo das ordenadas) e energia injetada (eixo das abcissas) durante uma descarga das diferentes tecnologias de armazenamento consideradas. O tempo de descarga é apresentado nas linhas diagonais a tracejado [36].	10
Figura 4 – Perfil de uma central hídrica com bombagem [36].	11
Figura 5 – Estrutura de um modelo híbrido que representa a complementaridade entre a produção eólica e a bombagem hidroelétrica [37].	12
Figura 6 – Complementaridade hídrica-eólica [39].	12
Figura 7 – Modelo ilustrativo de um sistema de energia V2G [41].	13
Figura 8 – Estrutura do modelo EnergyPLAN, incluindo os <i>inputs</i> (caixas brancas), as unidades de produção de energia (caixas amarelas), as unidades de armazenamento ou conversão de energia (caixas azuis) e <i>outputs</i> (caixas laranjas) [50].	18
Figura 9 – Modelo aproximado que inclui todos os procedimentos efetuados no EnergyPLAN. ...	22
Figura 10 – Diagramas de carga para quatro dias de 2014 [72].	25
Figura 11 – Movimentos físicos nas diferentes de interligação e ligações transfronteiriças com a rede espanhola [75].	26
Figura 12 – Produção anual normalizada: (a) hídrica de fio-de-água; (b) eólica; (c) fotovoltaica. .	29
Figura 13 – Consumo anual normalizado.	30
Figura 14 – Consumo mensal real (curva azul) e obtido no EnergyPLAN (curva laranja). As barras pretas representam a diferença entre as duas curvas, em percentagem.	33
Figura 15 – Evolução do consumo simples de eletricidade até 2050 em Portugal [87].	35
Figura 16 – Evolução da potência instalada de fotovoltaica em Portugal até 2050 [87].	38
Figura 17 – Produção anual normalizada para a tecnologia das ondas.	40
Figura 18 – Evolução das frotas de veículos de passageiros até 2050 [59].	41
Figura 19 – Probabilidade de deslocação de um veículo de passageiros: (a) dias de semana; (b) fim de semana.	44
Figura 20 – Consumo semanal normalizado de um VE.	45
Figura 21 – Evolução dos custos unitários de investimento por tecnologia até 2050 [112].	48
Figura 22 – Incremento da capacidade instalada por tecnologia até 2050.	51
Figura 23 – Evolução da capacidade instalada, por tecnologia, em Portugal até 2050.	51
Figura 24 – Produção líquida por tecnologia conforme os resultados obtidos nas simulações do EnergyPLAN.	55
Figura 25 – Fator de capacidade em função da produção renovável entre 2014 e 2050.	55
Figura 26 – Potência de interligação requerida, em MW, em função do número de horas.	57
Figura 27 – Evolução das emissões de CO ₂ , em Mt, entre 2020 e 2050.	58
Figura 28 – Custo de investimento por tecnologia, em M€, dividido em sete períodos entre 2014 a 2050.	59
Figura 29 – Custos Fixos de Operação e Manutenção por tecnologia, em M€, entre 2020 a 2050.	60
Figura 30 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2020.	63
Figura 31 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2020.	63

Figura 32 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2020.	63
Figura 33 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2025.	65
Figura 34 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2025.	65
Figura 35 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2025.	65
Figura 36 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2030.	67
Figura 37 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2030.	67
Figura 38 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2030.	67
Figura 39 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2035.	69
Figura 40 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2035.	69
Figura 41 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2035.	69
Figura 42 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2040.	71
Figura 43 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2040.	71
Figura 44 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2040.	71
Figura 45 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2045.	73
Figura 46 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2045.	73
Figura 47 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2045.	73
Figura 48 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2050.	75
Figura 49 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2050.	75
Figura 50 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2050.	75

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Listagem de ferramentas (37) de modelação de sistemas de energia classificadas por método de funcionamento. Baseado em [48].	16
Tabela 2 – Capacidade instalada por tecnologia no final de 2014 [68].	24
Tabela 3 – Caracterização dos diagramas de carga considerados. Os resultados apresentados na tabela foram obtidos através dos dados horários fornecidos pela REN [72].	25
Tabela 4 – Eficiência de produção das unidades térmicas e hídricas despacháveis.	27
Tabela 5 – Resultados da calibração do modelo para o Cenário de referência.	33
Tabela 6 – Evolução da capacidade instalada das centrais a carvão, gás natural e biomassa até 2050 em Portugal.	35
Tabela 7 – Evolução do consumo de energia primária (carvão, gás natural e biomassa) até 2050 em Portugal.	36
Tabela 8 – Aproveitamentos hídricos que serão instalados até 2025 no âmbito do PNBEPH [83].	36
Tabela 9 – Características das albufeiras de alguns dos aproveitamentos hídricos considerados [83].	37
Tabela 10 – Capacidade instalada em Portugal da eólica on e offshore, fotovoltaica e ondas até 2050.	39
Tabela 11 – Consumo anual de energia primária das frotas de veículos VCI, VH e VE até 2050. .	42
Tabela 12 – Características elétricas da frota total de VH e VE.	43
Tabela 13 – Custo fixo de operação e manutenção das tecnologias.	49
Tabela 14 – Descrição dos Cenários Futuros.	49
Tabela 15 – Capacidade instalada, em GW, por tecnologia no sistema eletroprodutor português até 2050.	52
Tabela 16 – Consumo de eletricidade e produção para cada cenário obtidos pelo EnergyPLAN. ..	54
Tabela 17 – Parâmetros representativos das necessidades de importação e exportação para cada cenário.	56

Abreviações

GEE	Gases do Efeito de Estufa
FER	Fontes de Energia Renovável
UE	União Europeia
VE	Veículo Elétrico
RQS	Relatório de Qualidade de Serviço
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
CEEP	<i>Critical Excess Electricity Production</i>
PRO	Produção Regime Ordinário
PRE	Produção Regime Especial
RNT	Rede Nacional de Transporte
PCH	Pequena Central Hídrica
PP	<i>Power Plant</i>
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
RMSA	Relatório de Monitorização da Segurança e Abastecimento do Sistema Elétrico
REN	Rede Elétrica Nacional
REE	Rede Elétrica de Espanha
VCI	Veículo de Combustão Interna
VH	Veículo Híbrido

1. Introdução

1.1. Enquadramento

A sociedade continua a depender cada vez mais de energia em todos os seus sectores de atividade, tornando o setor energético fundamental para o desenvolvimento social e económico. A tendência futura do aumento do consumo de energia é acompanhada pelo aumento de importância que os governos têm dado a políticas como a melhoria dos padrões de bem-estar e o desenvolvimento tecnológico.

Os primeiros registos sobre o aumento intensivo do consumo de fontes fósseis de energia ocorreram com a Revolução Industrial, na Europa Ocidental, durante a segunda metade do século XVIII. Esse período ficou marcado pelo aparecimento das máquinas a vapor que tornaram o carvão a principal fonte de energia. Na segunda metade do século XIX emergiu o petróleo, tendo o seu potencial energético e conveniência revolucionado o sistema energético mundial nas décadas que se seguiram à sua descoberta. O petróleo foi importante no desenvolvimento social e no crescimento industrial e económico, bem como no desenvolvimento da mobilidade e qualidade de vida das pessoas, alterando radicalmente os padrões de consumo energético das sociedades [1].

Atualmente, o petróleo é a principal fonte de energia no mundo, cabendo-lhe 33,5% do consumo total de energia primária, seguido do gás natural e carvão, com 23,1% e 17,4%, respetivamente (dados de 2013) [2]. Contudo, a utilização irracional destes recursos não renováveis, abundantes mas finitos, resulta a longo prazo na sua escassez, afetando fortemente a economia global. É importante ter em conta, também, que a distribuição destas fontes energéticas pelo mundo não coincide com as necessidades de cada região. Por exemplo, as reservas de petróleo encontram-se muitas vezes em regiões distintas e longe dos países que o importam [3]. A forte dependência externa deste recurso atinge uma grande parte dos países desenvolvidos; por exemplo, em 2011, países europeus como a Itália, Portugal ou Espanha registaram uma dependência energética externa de 81%, 77% e 76%, respetivamente [4].

Além das características finitas dos recursos fósseis, há ainda os problemas ambientais associados à sua utilização. A emissão em larga escala de gases com efeito de estufa (GEE) resultante da sua combustão contribui fortemente para as alterações climáticas e o aquecimento global do planeta [5]. Somado ao esgotamento gradual futuro destes recursos e face ao crescimento mundial da procura, é imperativo modificar o paradigma energético atual e considerar outros recursos alternativos, nomeadamente as fontes de energia renovável (FER). As FER são fontes de energia provenientes de recursos naturais não esgotáveis, tais como a precipitação, o vento, o sol, a biomassa, as ondas ou o calor interno da Terra. Além disso, estas fontes de energia são limpas, ou seja, livres de emissões de gases com efeito de estufa, e, por isso, não prejudicam o ambiente.

O aproveitamento do potencial renovável num país e a sua integração no sistema energético permite a redução da sua dependência energética, uma vez que energeticamente se torna mais autossuficiente e menos vulnerável às flutuações dos preços dos combustíveis fósseis [6]. Neste contexto, os debates relacionados com a temática energia e clima, centrados em encontrar soluções que mitiguem os impactos ambientais negativos provocados pela atividade humana, em particular a exploração intensiva dos recursos fósseis, têm tomado cada vez mais importância. O primeiro tratado jurídico internacional com enfoque na situação ambiental do planeta, o Protocolo

Capítulo 1 – Introdução

de Quioto, data de 1997, no qual se definiram mecanismos para limitar as emissões de GEE dos países desenvolvidos [7].

Após o Protocolo de Quioto, a União Europeia (UE) tem assumido uma posição de liderança no combate às alterações climáticas: criou um denominado pacote Energia-Clima, que tem incluído um conjunto de objetivos e metas que devem ser cumpridos por todos os estados membros dentro de horizontes temporais estipulados. A primeira versão do pacote Energia-Clima, também conhecida como a meta dos 20-20-20, conta com um horizonte de atuação para 2020 e cujos objetivos são: (1) reduzir em pelo menos 20% as emissões de GEE, em relação aos níveis de 1990; (2) satisfazer 20% das necessidades energéticas a partir de fontes renováveis; (3) reduzir em 20% o consumo de energia primária, através do investimento em eficiência energética [8].

Além destas metas, numa atualização do Pacote Energia-Clima, a UE criou novas diretrizes até 2030 (Pacote Energia-Clima 2030). Esta atualização inclui quatro novas metas a cumprir pelo conjunto de estados membros: (1) redução de, no mínimo, 40% das emissões de GEE comparativamente a 1990; (2) no mínimo, 27% da energia consumida na UE deve ser proveniente de fontes renováveis; (3) redução de, pelo menos, 27% do consumo de energia, baseado em melhorias de eficiência energética; (4) reforço das capacidades de interligação entre países vizinhos para 15% da capacidade do sistema [9]. A nível nacional, ao abrigo destas diretrizes cada um dos estados membros define as suas próprias políticas e medidas, pelo que a estruturação do *mix* energético é decidida pelo governo [9].

Mais recentemente, 196 países acordaram sobre o clima na Conferência de Paris das Nações Unidas. Aprovaram o objetivo de limitar o aumento da temperatura global do planeta até 1,5-2°C [10]. Este acordo não inclui a obrigatoriedade de cumprir metas quantitativas na redução das emissões de GEE, mas sim um comprometimento individual de cada país de honrar o tratado de acordo com as suas possibilidades. Contudo, a UE já anteriormente se tinha comprometido em reduzir entre 80% e 95% as emissões até 2050 [11].

O aumento da integração de FER nos sistemas elétricos é fundamental na concretização da redução das emissões de GEE, dado o elevado peso da eletricidade nos sistemas de energia, com tendência para aumentar devido à progressiva eletrificação dos mesmos. Contudo, a integração de FER traz desafios, principalmente associados à sua variabilidade temporal, isto é, são fontes incertas no tempo, dependentes de condições naturais que condicionam a produção de energia.

Por outro lado, o setor da mobilidade é responsável por uma percentagem significativa do consumo energético, baseando-se na sua quase totalidade no petróleo, sendo, por conseguinte, uma fonte relevante de emissões de GEE [12]. Só este setor representa cerca de um quarto das emissões totais [13]. Para alterar este paradigma é importante, também, encontrar alternativas que possam substituir os combustíveis fósseis neste setor e, assim, diminuir as emissões de GEE associadas. Neste sentido, surgem os biocombustíveis ou a eletricidade renovável como forma de diminuir a dependência deste sector dos combustíveis fósseis. No contexto de um sistema elétrico fortemente assente em FER, a mobilidade elétrica surge como uma oportunidade promissora de tornar a mobilidade limpa.

1.2. Motivação e Objetivos

O objetivo deste trabalho é estudar as possibilidades de integração de FER no sistema elétrico de Portugal até 2050, tomando como referências as projeções estabelecidas pela UE e Portugal.

É dado especial ênfase a alternativas de armazenamento de energia que sirvam de possibilidade de canalizar o excedente de produção renovável, tais como a bombagem hidroelétrica e baterias de VE. Desta forma, será também feito um estudo da evolução do setor de transportes, nomeadamente de veículos de passageiros em Portugal e estudar o potencial futuro da eletrificação neste setor. Isto significa que todas as componentes de um sistema elétrico devem ser reguladas de forma que a energia produção não seja desperdiçada como excesso mas que seja inteiramente ou quase absorvida pelo sistema.

Assim, é objetivo quantificar os impactos destas realidades, através de modelação e análise da integração destes pressupostos no sistema elétrico português com base numa otimização técnica no modelo do EnergyPLAN. Pretende-se que o documento possa servir de apoio a políticas de planeamento energético. Esta análise tem em conta a evolução previsível do *mix* de eletricidade em Portugal, bem a avaliação da integração dos VE no sistema elétrico português.

Este trabalho tem como objetivo também responder algumas questões tais como:

1. Quais as tecnologias que maior crescimento terão no sistema elétrico português?
2. Será que o crescimento do parque de veículos elétricos de passageiros pode complementar a evolução espetável da integração de FER, nomeadamente a energia fotovoltaica, no sistema elétrico português?
3. De que forma o sistema elétrico português está preparado no futuro para cenários de elevada penetração renovável?

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação está estruturada em seis capítulos.

O Capítulo 1 faz um enquadramento ao tema que está na base de todo o trabalho e apresenta os seus objetivos e motivação.

O capítulo 2 faz uma sùmula do estado da arte. Neste capítulo são definidos e caracterizados os conceitos chave que são abordados ao longo da dissertação. Dentro destes conceitos estão incluídas as características de variabilidade de FER, tecnologias de armazenamento de eletricidade e redes inteligentes. É incluída, também, uma seção que sintetiza estudos análogos de modelação de sistemas de energia.

O capítulo 3 contém a metodologia utilizada nesta dissertação. É feita uma apresentação da ferramenta computacional escolhida, o EnergyPLAN. É incluída também uma seção reservada às aplicações e outros estudos prévios que envolveram o EnergyPLAN.

O capítulo 4 descreve os procedimentos feitos ao longo deste trabalho e está dividido em três seções principais: na primeira é apresentado o caso de estudo e a sua contextualização; na segunda é definido um cenário de referência que funciona como base de todo o estudo; na terceira são definidos os cenários que são objeto de estudo.

O capítulo 5 é reservado para apresentação e discussão dos resultados que se obtiveram.

No capítulo 6 são sumarizadas as conclusões obtidas desta dissertação e, ainda, as limitações e propostas para trabalhos futuros.

2. Integração de energia renovável no sistema elétrico

Uma das medidas apresentadas pelo pacote Energia-Clima é aumentar a percentagem de FER no consumo de energia final (vide Capítulo 1). Para que esta meta seja atingida, o peso de FER no *mix* energético deve aumentar. Deste modo, o presente capítulo apresenta os aspetos gerais que envolvem a integração em elevada escala de FER no setor elétrico.

Define-se sistema elétrico como o conjunto do sector produtivo de eletricidade, a sua transmissão e a distribuição junto dos consumidores. Deste modo, o sistema elétrico inclui o sistema eletroprodutor, constituído por centrais geradoras de energia (quer utilizando fontes fósseis quer renováveis), o sistema de transmissão de energia, responsável pelo escoamento de eletricidade do produtor ao consumidor, e o conjunto de consumidores, que representam cargas elétricas ligadas à rede com um consumo de eletricidade em quantidade e potência específicos.

Num sistema elétrico, as FER funcionam, na maioria dos casos, em complementaridade com as fontes de origem fóssil, nomeadamente o carvão e gás natural, e nuclear.

Como referido no Capítulo 1, existem desafios na integração das FER no sistema elétrico. Um deles vem da restrição geográfica das FER, pois a maioria das centrais renováveis encontra-se longe dos grandes centros de consumidores [14]. Deste modo, o investimento na infraestrutura de transporte de eletricidade não deve ser menosprezado [14].

As FER apresentam também variabilidade temporal, sendo que a sua produção depende fortemente das condições meteorológicas e da disponibilidade dos recursos naturais associados [14]. Devido a esta característica, o crescimento das FER no *mix* energético tem posto em evidência a questão da viabilidade técnica da sua integração. As flutuações da produção renovável são responsáveis pelo desequilíbrio constante entre a produção e o consumo [15]. Estas perturbações põem em causa a estabilidade da rede elétrica, afetando parâmetros que devem estar limitados a determinados intervalos, tais como a tensão e frequência da rede elétrica [16]. Dada a variabilidade temporal, a introdução de FER no sistema elétrico requer dos gestores de rede capacidade de previsão da quantidade de energia renovável que estará disponível em cada instante de tempo. Isto permite a mobilização de unidades convencionais, para que sejam cumpridos os limites mínimos de operação e que seja garantida a segurança de abastecimento a qualquer instante. Desta forma, a previsão da produção das unidades renováveis torna-se fulcral quando do aumento da sua integração num sistema elétrico.

Para compensar as flutuações da produção renovável, utilizam-se técnicas de complementaridade entre as fontes de produção, consumo flexível de energia ou sistemas de armazenamento.

2.1. Tecnologias: caracterização e variabilidade

Nesta seção apresentam-se as principais tecnologias renováveis, com ênfase na sua variabilidade temporal e espacial e integração no sistema elétrico.

As tecnologias focadas são a hídrica, a eólica, a solar fotovoltaica, a biomassa e a energia das ondas do oceano.

2.1.1. Hídrica

As centrais hídricas distinguem-se das outras fontes renováveis por oferecerem maior flexibilidade na medida que, caso exista capacidade de armazenamento considerável, é possível gerir a produção de energia [14]. As centrais hídricas têm a capacidade de injetar continuamente eletricidade na rede durante horas e são caracterizadas por tempos de resposta muito rápidos, com uma escala temporal de poucos minutos [17]. Deste modo, ajudam a equilibrar a produção com o consumo, permitindo produzir eletricidade nos períodos onde se retira maior proveito económico.

Em relação à variabilidade da produção por parte dos aproveitamentos hídricos, a capacidade de uma central hídrica produzir energia depende, essencialmente, da água disponível na bacia hidrográfica, que varia sazonalmente consoante a distribuição de precipitação. Os aproveitamentos hídricos podem ser de dois tipos: aproveitamento a fio-de-água ou centrais hídricas com albufeira [14]. No caso dos aproveitamentos a fio-de-água, a produção de energia está limitada às variações temporais da precipitação, sendo estas de escala diária, mensal e sazonal, e, por consequência, do caudal do rio onde se encontram [14]. Nas centrais hídricas com albufeira, a energia produzida depende do volume armazenado no reservatório superior. Novamente, as variações pluviométricas influenciam o volume desse reservatório e a energia produzida pelo aproveitamento [14]. As hídricas de albufeira são consideradas centrais despacháveis, à semelhança das centrais térmicas convencionais a carvão ou gás natural, uma vez que é possível controlar a sua potência de funcionamento [18].

2.1.2. Eólica

O recurso eólico é aproveitado por turbinas eólicas, ou aerogeradores, que convertem a energia cinética do vento em energia elétrica. A potência extraída é proporcional ao cubo da velocidade do vento. No entanto, as turbinas eólicas geralmente operam em gamas restritas de velocidade do vento, significando que existe uma velocidade mínima de arranque e uma velocidade máxima, acima da qual a turbina é desligada por questões de segurança técnica e operacional [14]. O recurso eólico pode ser explorado em solo continental (*onshore*) ou no mar (*offshore*).

Relativamente ao recurso, o vento sofre flutuações com diferentes escalas de tempo, interferindo na potência entregue por um aerogerador. Estas flutuações podem ocorrer a curto ou a longo prazo [19]. As de curto-prazo são as mais frequentes, têm a duração de segundos a horas e resultam da turbulência ou rajadas do vento [19]. Nas de longo-prazo estão incluídas as variações de diárias até interanuais, que são causadas por efeitos climáticos [19]. As flutuações da produção eólica de curto prazo podem ser minimizadas por um efeito denominado de agregação, que corresponde à aglomeração da produção de vários geradores eólicos num ou em vários parques eólicos [20].

A Figura 1 mostra o efeito crescente de suavização das variações rápidas de potência eólica com a dispersão geográfica.

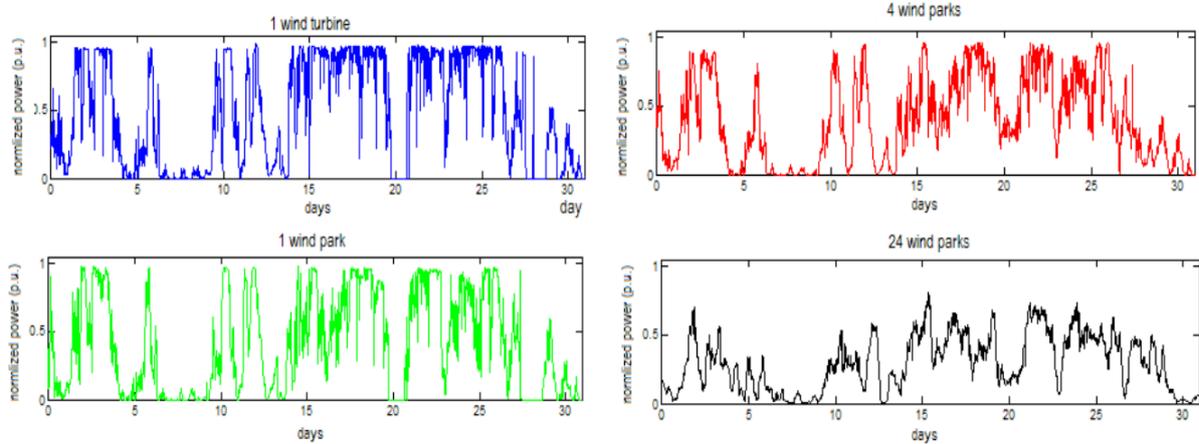


Figura 1 – Efeito de suavização por agregação: potência entregue por 1 turbina (azul), 4 turbinas (vermelho), 1 parque eólico (verde) e 24 parques eólicos (preto) [20].

2.1.3. Solar

A produção de eletricidade a partir do sol pode ser dividida em duas formas: na primeira a radiação solar é convertida diretamente num semiconductor em eletricidade a partir do efeito fotovoltaico; a segunda forma é através de concentradores solares, em que um fluido de trabalho é aquecido a elevadas temperaturas e usado numa turbina ligada a um gerador elétrico. Trata-se de uma forma centralizada de produção. Em ambas as formas a produção está dependente da radiação solar disponível, da posição do sol, da inclinação dos módulos e das obstruções [14]. No âmbito desta dissertação o solar de concentração não é aprofundado, uma vez que a sua previsível implantação em Portugal é bastante inferior à do solar fotovoltaico, que pode ser distribuído.

A produção de eletricidade a partir de módulos fotovoltaicos varia instantaneamente conforme o fluxo radiativo incidente nos mesmos [21]. Além disso, o ângulo de inclinação dos módulos é um parâmetro fundamental na produção de energia [22]. O fluxo radiativo apresenta uma distribuição variável ao longo do planeta e sofre variações a três diferentes escalas temporais: a primeira corresponde a variações sazonais, que está associada à inclinação do eixo da Terra e, portanto, às estações do ano, proporcionando uma maior produção de eletricidade no Verão [23]. Têm-se, também, variações diurnas que representam o ciclo diário normal e, finalmente, variações de curto-prazo associadas às condições meteorológicas, tais como nebulosidade [23].

De uma maneira similar ao recurso eólico, a variabilidade a curto-prazo de múltiplas centrais fotovoltaicas é suavizada pela distribuição em blocos em localizações diferentes [14]. Neste caso, a estratégia de agregação de várias centrais fotovoltaicas é eficaz na medida que a passagem temporária ou inesperada de uma nuvem não tem impacto necessariamente em todas as centrais [24].

A Figura 2 apresenta o efeito de suavização das flutuações rápidas de potência entregue pela agregação de um ou vários blocos de unidades de geração solar fotovoltaico.

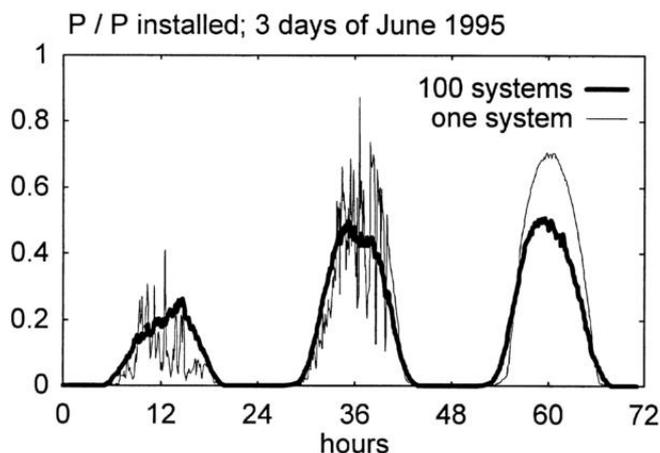


Figura 2 – Efeito de suavização das flutuações rápidas de potência entregue pela agregação de um ou vários blocos de unidades de geração solar fotovoltaico [24].

2.1.4. Biomassa

As centrais de biomassa são técnica e funcionalmente muito semelhantes às centrais térmicas convencionais (a carvão e a gás natural), possuindo também capacidade de produzir energia em constância [14].

A biomassa é normalmente um produto secundário de atividades agrícolas, florestais, industriais ou do tratamento de resíduos [23].

A variabilidade da produção é determinada por decisões operacionais e, principalmente, pelo recurso disponível, que varia [23].

A localização das centrais de biomassa é, geralmente, próxima das áreas onde a mesma tem origem. O motivo é o baixo conteúdo energético, em kWh/m³, característico deste tipo de combustíveis, fazendo, portanto, não compensar o transporte a longas distâncias [14].

A biomassa é também utilizada em centrais de ciclo combinado ou cogeração, onde pode ser utilizada para produzir igualmente calor.

2.1.5. Oceanos

O aproveitamento da energia dos oceanos é de três tipos: energia das ondas, energia das marés e energia das correntes oceânicas [14].

Esta tecnologia representa uma oportunidade promissora para a produção de eletricidade a nível mundial, devido ao amplo recurso disponível. Contudo, carece ainda de um amplo amadurecimento. Nesta dissertação apenas é focada a energia das ondas, pois é a que apresenta possibilidades de exploração em Portugal.

A produção de energia a partir das ondas depende remotamente do vento [14]. As flutuações do aproveitamento de energia das ondas são diferentes das flutuações das turbinas eólicas, pois as ondas dissipam a sua energia em águas profundas durante longas distâncias. Estas flutuações são determinadas pelo período e altura das ondas [14].

2.2. Desafios Associados

Como já referido, pela sua natureza variável, as FER podem perturbar a estabilidade da rede elétrica quando a sua penetração é alta.

Dentro das fontes renováveis não reguláveis, a eólica é a que tem penetrado mais na rede elétrica de vários países, com impactos que podem pôr em causa os requisitos técnicos e operacionais para o bom funcionamento de um sistema elétrico. O funcionamento é determinado pelas características técnicas da rede e dos geradores de produção e pelas cargas [25].

Os principais parâmetros que definem a estabilidade da rede elétrica e que devem cumprir limites restritos impostos pelo regulador e operador são a tensão e a frequência de rede [26]. Estes parâmetros estão correlacionados com o equilíbrio entre a potência injetada pelas unidades de geração e a carga total do consumo. O desequilíbrio entre a produção e o consumo é resultado da produção excedentária de eletricidade ou, pelo contrário, deficitária. As duas situações desregulam a frequência da rede. No primeiro caso, a frequência sobe e no segundo desce. Em ambos os casos há o risco de ultrapassagem dos limites operativos da rede. Estes limites são estabelecidos pelas redes elétricas nacionais. Por exemplo, em Portugal, o RQS (Relatório de Qualidade de Serviço) permite variações de $\pm 1\%$ da frequência fundamental (50 Hz) [27].

No caso eólico em particular, em caso de elevada geração de potência, uma das alternativas é desconectar geradores eólicos até que se restabeleça o equilíbrio [26].

Na prática, operadores com elevada penetração eólica são obrigados a atuar com procedimentos acrescidos de modo a salvaguardar a segurança de operação da rede elétrica. Por exemplo, a integração de energia eólica praticamente atingiu a sua saturação na parte ocidental da Dinamarca, onde, em certos instantes, satisfaz 90% ou mais do consumo total. Como consequência, parte dos geradores têm de ser desligados [28]. Algumas zonas da Índia são outro exemplo. No entanto, a qualidade da rede elétrica indiana é reduzida, e em períodos de elevada penetração eólica a qualidade de potência sai comprometida [29]. Em Portugal, já se registaram igualmente períodos com elevada penetração eólica, com o comprometimento das margens de segurança do sistema. Por exemplo, no dia 15 de Novembro de 2009, quando o sistema elétrico português enfrentou dois disparos bifásicos devido a duas cavas de tensão provocadas por um forte regime eólico [30].

2.3. Sistemas de Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia elétrica surge para ser possível diferir a produção de energia do consumo, satisfazendo os perfis de consumo mais variados.

O armazenamento pode ser usado com fontes fósseis ou renováveis, e pode assumir várias funções, quer esteja integrado diretamente na rede elétrica ou não. Deste modo, para sistemas isolados, pode servir de apoio para uma carga prioritária, satisfazendo as necessidades de consumo que não são suficientes pelo sistema de produção. Por outro lado, quando integrado na rede elétrica, os sistemas de armazenamento de energia podem servir para compensar uma falha de geração, de modo a garantir entrega de potência aos consumidores, equilibrar os efeitos produzidos por cavas ou picos de tensão devido a ocorrências transitórias, ou para regular a frequência da rede e, consequentemente, a estabilidade desta.

A nível económico, permite gerar mais receitas ao armazenar energia durante os períodos de vazio, ou seja, quando a tarifa de energia está mais baixa, e descarregá-la nos períodos de ponta, quando a tarifa de energia está mais alta.

No âmbito desta dissertação, dar-se-á relevância a duas das tecnologias de armazenamento acima mencionadas: armazenamento por bombagem hidroelétrica, com capacidades instalada e previstas consideráveis (Seção 2.3.1.); e baterias em veículos elétricos, tecnologia com uma penetração que se espera alta no futuro (Seção 2.3.2.).

2.3.1. Bombagem hidroelétrica

As centrais hidroelétricas com bombagem são a maior e mais madura das formas de armazenamento de energia [33].

O armazenamento faz-se em dois reservatórios que distam entre si uma determinada cota. Faz igualmente parte do sistema um conjunto de bombas e turbinas, conforme ilustrado na Figura 4. Tipicamente, durante as horas de vazio, a água é bombada de jusante para montante, sendo armazenada sob a forma de energia potencial gravítica no reservatório superior. Por sua vez, durante os períodos de ponta, a eletricidade é gerada quando a água flui do reservatório mais elevado para o reservatório situado à cota mais baixa, passando através de uma turbina ligada a um gerador [31].

A eficiência de produção deste sistema de armazenamento está entre os 70% e os 85% [34], caracterizada pelo conjunto das eficiências da bomba e da turbina hidráulica. A longevidade destes sistemas pode ultrapassar os 40 anos [35].

Devido à sua elevada capacidade de armazenamento, potência nominal e curto tempo de resposta, estes sistemas são especialmente eficazes na resposta a variações imprevistas de consumo.

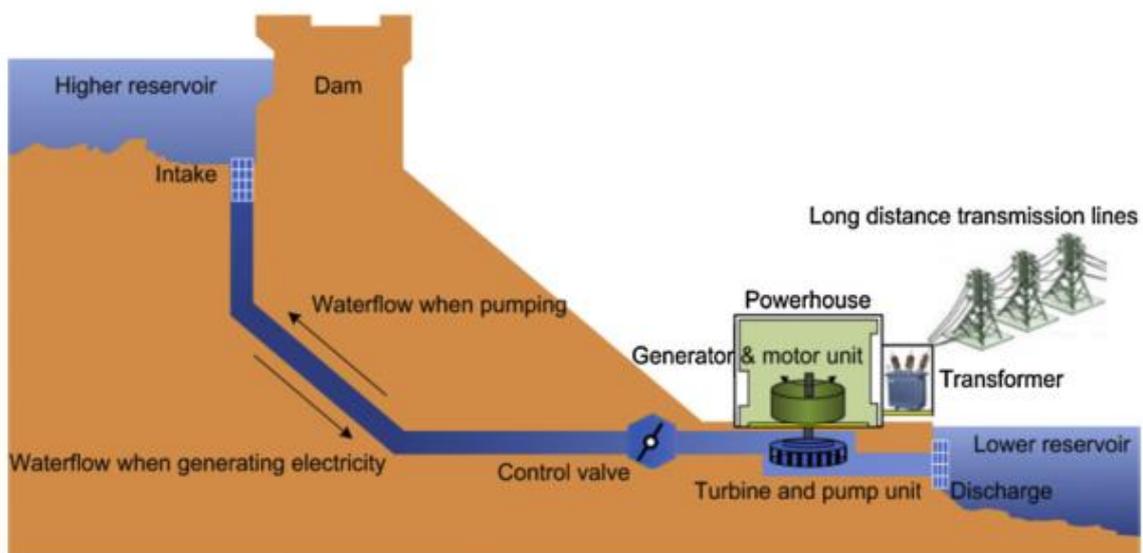


Figura 4 – Perfil de uma central hídrica com bombagem [35].

Dada a natureza variável das outras fontes renováveis, nomeadamente eólica e fotovoltaica, as centrais hidroelétricas que disponham de sistema de bombagem podem complementá-las, como mostra a Figura 5.

Este modelo híbrido de complementaridade tem sido objeto de estudo tanto para redes elétricas distribuídas como para redes isoladas, e tem-se observado que a sua implementação contribui para

Capítulo 2 – Integração de energia renovável no sistema elétrico

o aumento significativo da penetração renovável [35]. Como exemplo, tem-se o caso da ilha isolada de Ikaria, na Grécia, cujo modelo híbrido é composto por um sistema de armazenamento baseado em bombagem hidroelétrica e produção eólica e fotovoltaica. Resultados mostram que o modelo híbrido implementado na ilha grega permitiria atingir valores de penetração renovável até 50%, contrariamente aos 17% atingíveis sem a inclusão do mesmo [36]. De uma forma geral, como por exemplo no México [37], verifica-se que o modelo híbrido permite compensar as flutuações verificadas pela produção eólica.

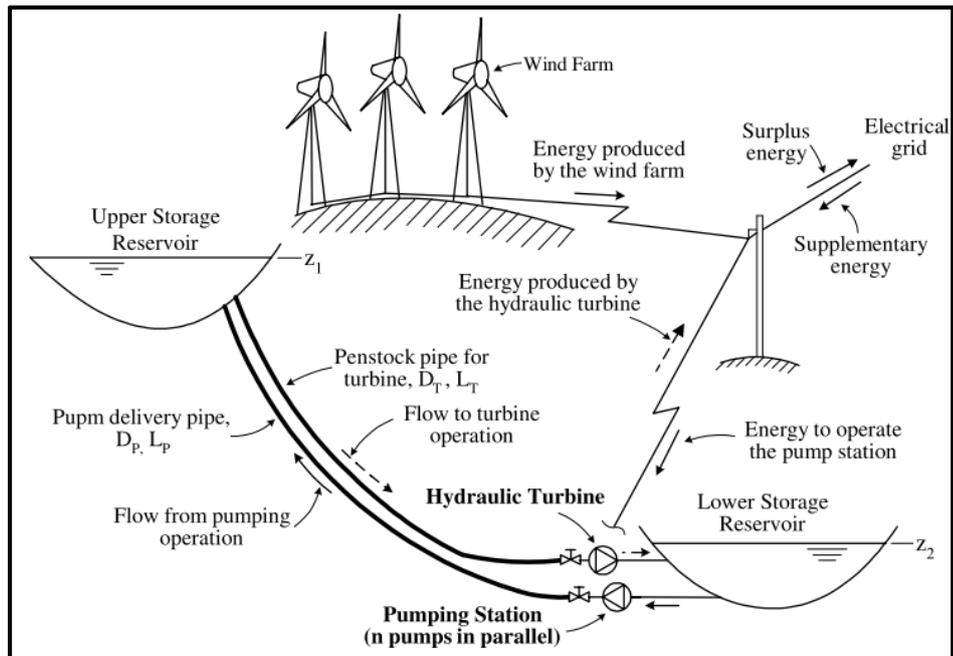


Figura 5 – Estrutura de um modelo híbrido que representa a complementaridade entre a produção eólica e a bombagem hidroelétrica [36].

Portugal é outro exemplo. Deste modo, o excesso de produção eólica que se verifica no período noturno é, muitas vezes, aproveitado para bombagem (Figura 6). Assim, é possível produzir energia em períodos mais rentáveis e cujo consumo é maior, verificando-se um maior aproveitamento dos projetos eólicos e hídricos [38].

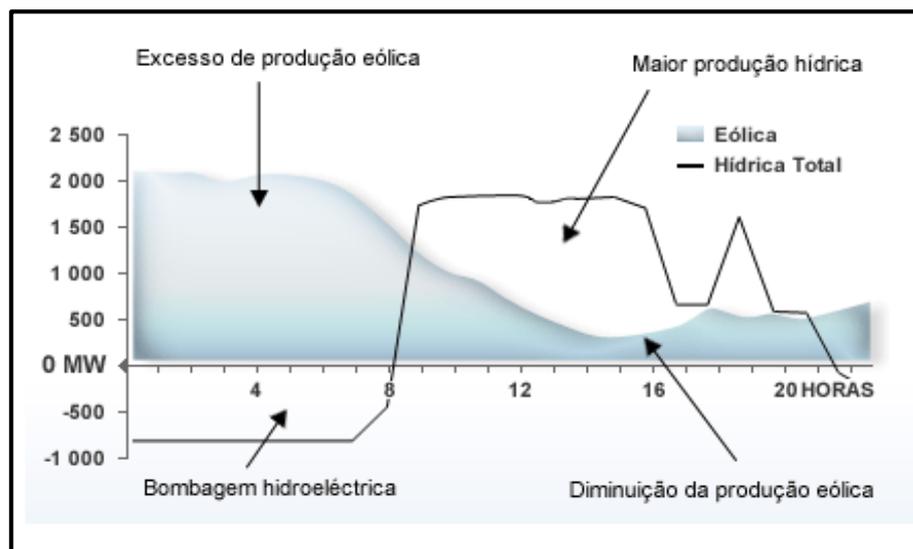


Figura 6 – Complementaridade hídrica-eólica [38].

2.3.2. Carregamento inteligente de veículos elétricos

Os veículos elétricos (VE) surgem como uma solução sustentável para a redução das emissões de GEE e da dependência do petróleo no sector automóvel. Além disso, por possuírem baterias eletroquímicas, podem ser considerados elementos distribuídos de armazenamento na rede elétrica, potencialmente com grande capacidade de armazenamento à escala de todo um sistema e com possibilidade de operação como cargas controláveis. Enquadra-se no espírito do conceito de carregamento inteligente, ou *smart charging*.

A hipótese de que os VE podem servir como unidades de armazenamento controlável assenta no fato de o parque automóvel se encontrar cerca de 90% do tempo estacionado [39]. Neste sentido, os VE podem oferecer flexibilidade ao sistema elétrico, na medida que podem funcionar como sistemas distribuídos de cargas elétricas controláveis (G2V) e de energia armazenada (V2G), injetando opcionalmente potência na rede sempre que necessário.

A Figura 7 apresenta um modelo ilustrativo de um sistema de energia V2G. Enquanto o veículo está em modo de carregamento, é aproveitado o excedente de eletricidade provindo das unidades de geração. Por outro lado, os VE podem assumir a função de fontes controláveis na medida que descarregam opcionalmente eletricidade para a rede nos períodos que se regista défice de produção, contribuindo para o balanço entre o consumo e produção. Para o funcionamento deste modelo deve ser garantida a ligação entre cada veículo elétrico à rede e uma forma de comunicação entre o veículo e os operadores de rede, que lhes contratarão o serviço de fornecimento de eletricidade [40]. O modelo V2G está ainda, contudo, em desenvolvimento. O maior entrave à sua implantação deverá ser o limitado número de ciclos de funcionamento que as baterias apresentam. Neste modo de funcionamento, as baterias carregam e descarregam muito mais vezes, reduzindo-se por isso a sua longevidade.

Os estudos mostram que à semelhança da bombagem hidroelétrica, o V2G pode contribuir para uma maior incorporação de fontes renováveis variáveis no tempo na rede, tais como a eólica ou fotovoltaica. Num desses estudos conclui-se que com a adoção de certas estratégias de carregamento é possível atingir um aumento da penetração renovável para um mínimo de 83% [41]. Outro estudo teve como objetivo estudar a combinação entre o aumento da incorporação de energia eólica e a incorporação de VE no nordeste do Brasil. Os resultados apontam que a integração dos VE pode ser feita juntamente com as unidades de geração eólica, devido ao regime favorável de vento e às características da rede elétrica da região. Além disso, verificou-se que os VE podem ser usados para regular a carga e suportar elevados níveis de penetração eólica [42].

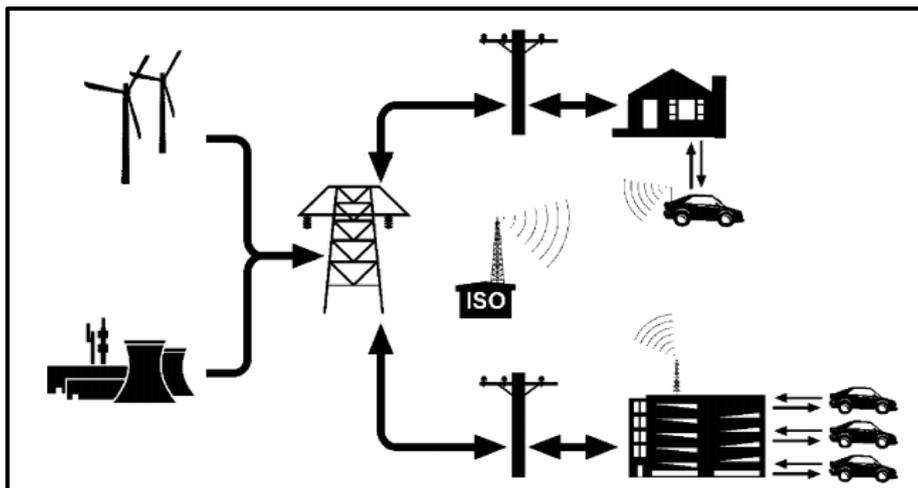


Figura 7 – Modelo ilustrativo de um sistema de energia V2G [40].

2.4. Redes inteligentes

Como tem sido destacado ao longo deste Capítulo, a incorporação a uma escala considerável de fontes renováveis num sistema elétrico envolve alguns desafios em coordenar a sua variabilidade com os requisitos do próprio sistema, cujo balanço entre o consumo e produção tem de ser constante. As redes elétricas atuais são geralmente caracterizadas por produção maioritariamente centralizada, com fluxo de potência unidirecional dos grandes produtores para os consumidores, em que os últimos têm pequena ou nenhuma flexibilidade no seu consumo [43]. Neste contexto, as redes inteligentes, ou *smart grids*, surgem como oportunidade de tornar a rede elétrica mais eficiente, robusta e flexível.

Define-se rede inteligente como uma rede elétrica que utiliza tecnologias de informação e comunicação para reunir informação relativa ao comportamento das unidades de geração, dos consumidores e de todo o sistema de transporte e distribuição de eletricidade [44]. Deste modo, as redes inteligentes são capazes de monitorar e coordenar todo o escoamento de eletricidade desde a produção até ao consumo. As redes inteligentes são constituídas pelo sistema de distribuição e transmissão de energia, e por uma interface entre a geração, o armazenamento e o consumo de energia [44]. Neste sentido, a variabilidade de produção de FER é atenuada na medida em que as redes inteligentes permitem adaptar o consumo à produção. Por exemplo, em períodos que se registem fraca geração renovável, os operadores de rede incentivam à redução do consumo por parte dos consumidores. Por outro lado, o excesso de geração renovável pode ser gerido por uma rede inteligente com sinais de incentivo ao consumo e/ou canalizando-o para sistemas de armazenamento.

Uma rede inteligente permite um fluxo de potência bidirecional, ou seja, os consumidores passam a ter um papel ativo na rede elétrica [43]. Partindo deste princípio, os consumidores podem produzir a sua própria energia e vender parte à rede, conforme as necessidades. A gestão do consumo é, também, um importante procedimento para o fluxo bidirecional entre consumidores e operadores de rede, na medida que permite gerir o consumo de eletricidade. O *Demand Side Management* (DSM) apresenta uma eficaz atuação na medida de redução do consumo [45]. Este mecanismo consiste no controlo da carga pelos consumidores em função dos interesses do operador de rede. O consumidor torna-se um membro ativo na rede e pode ser incentivado por meio de tarifas de eletricidade. Por exemplo, o consumidor pode programar a sua máquina de lavar roupa durante os períodos que se regista menor consumo e, portanto, quando o custo de eletricidade é mais baixo [45]. Esta medida reduziria a magnitude do pico de consumo nos períodos de ponta. Por outro lado, o DSM permite uma melhor gestão da geração renovável. Em situações de falha de geração, os consumidores recebem a informação de que o custo da eletricidade é alto e que o consumo deve diminuir [45].

2.5. Ferramentas de sistemas de energia

Dada a complexidade da integração de fontes renováveis num sistema elétrico, identificar previamente o seu potencial tem sido um ponto de interesse no planeamento energético. Um elemento fundamental para este planeamento é analisar, do ponto de vista técnico e operacional, como as fontes renováveis podem ser integradas e quais os seus efeitos no sistema. Tais análises exigem ferramentas de modelação e simulação de sistemas elétricos. Um estudo prévio contabilizou 68 ferramentas que permitem estes procedimentos [46].

Cada uma das ferramentas existentes possui funções e características distintas, e a escolha de uma depende do objetivo e do detalhe pretendido no âmbito do planeamento energético.

De modo a simplificar as funcionalidades de cada uma, as ferramentas podem ser caracterizadas por sete métodos que permitem classificá-las [46]:

1. Método de simulação: simula o funcionamento de um determinado sistema elétrico tendo em conta a procura e oferta de energia. Tipicamente, a simulação é feita em intervalos de tempo horários ou anuais.
2. Método de cenário: combina uma série temporal representativa de um ano num cenário a longo prazo, geralmente num alcance que varia entre os 20 e 50 anos.
3. Método de equilíbrio: procura explicar o comportamento da procura e oferta de energia, bem como os preços de uma determinada economia.
4. Método *top-down*: utiliza dados macroeconómicos para determinar a evolução dos preços e da procura de energia.
5. Método *bottom-up*: identifica tecnologias de energia específicas, analisando alternativas e opções de investimento.
6. Método de otimização de operação: procura otimizar o funcionamento de um sistema elétrico.
7. Método de otimização de investimento: permite otimizar o investimento num sistema elétrico.

Na Tabela 1 classifica-se um total de 37 ferramentas de acordo com estes métodos [46].

Cada uma das ferramentas é, também, distinguida por várias características que implicam no modo como são definidos os cenários e realizadas as simulações.

Como principais características, tem-se a área geográfica que a ferramenta suporta para a análise, a escala temporal com que são estruturados os cenários e o intervalo de tempo para as simulações. Em relação à área geográfica, as ferramentas podem dividir-se em regiões, sistemas isolados, sistemas nacionais ou internacionais [46]. Por sua vez, os cenários podem ser construídos com um alcance temporal entre 1 ano e 50 anos [46], enquanto as simulações são efetuadas em intervalos de tempo que podem variar entre uma escala de segundos a anos [46]. Além destas características, estas ferramentas podem ter aplicação num ou vários setores de energia, que são o setor da eletricidade, calor, indústria e transportes, bem como nas tecnologias, renováveis, térmicas, de armazenamento e conversão de energia, e fatores económicos que permitem que cada uma delas tenha aplicações distintas [46].

Capítulo 2 – Integração de energia renovável no sistema elétrico

Tabela 1 – Listagem de ferramentas (37) de modelação de sistemas de energia classificadas por método de funcionamento. Baseado em [46].

Ferramentas	Métodos de Funcionamento					Otimização de operação	Otimização do investimento
	Simulação	Cenário	Equilíbrio	Top-down	Bottom-up		
AEOLIUS	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗
BALMOREL	✓	✓	Parcial	✗	✓	✓	✓
BCHP	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✗
COMPOSE	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓
E4cast	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✓
EMCAS	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓
EMINENT	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
EMPS	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✗
EnergyPLAN	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
EnergyPRO	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓
ENPEP	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗
GTMax	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗
H2RES	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✗
HOMER	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓
HYDROGEM	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
IKARUS	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✓
INFORSE	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
Invert	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓
LEAP	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✗
MARKAL/ TIMES	✗	✓	✓	Parcial	✓	✗	✓
Mesap PlaNet	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
MESSAGE	✗	✓	Parcial	✗	✓	✓	✓
MiniCAM	✓	✓	Parcial	✓	✓	✗	✗
NEMS	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
ORCED	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
PERSEUS	✗	✓	✓	✗	✓	✗	✓
PRIMES	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗
ProdRisk	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓
RAMSES	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✗
RETScreen	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✓
SimREN	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
SIVAEL	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
STREAM	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
TRNSYS16	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
UniSyD3.0	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗
WASP	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓
WILMAR	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗

3. Metodologia

Tomando em conta o âmbito deste estudo, procedeu-se à escolha de uma ferramenta adequada aos objetivos considerando as características das ferramentas de análise e planeamento energético apresentadas no Capítulo 2.

O EnergyPLAN foi a ferramenta selecionada, por três razões: (1) trata-se de um motor de simulação a nível regional e nacional que inclui os vários setores de energia, tais como o da eletricidade e dos transportes, permitindo a avaliação do potencial do VE no sistema elétrico; (2) o EnergyPLAN é capaz de simular sistemas elétricos com elevada penetração renovável numa escala horária, muito útil para analisar detalhadamente o impacto das flutuações da produção renovável. Além disso, a escala horária permite a construção de diagramas de carga e de produção que possibilitam a representação e estruturação de diversos cenários de estudo; (3) Por simular também num horizonte anual, é útil para analisar possíveis cenários futuros que representem horizontes temporais mais alargados.

3.1. EnergyPLAN

O EnergyPLAN é uma ferramenta de modelação de sistemas de energia que tem sido desenvolvida e atualizada continuamente desde 1999 na Universidade de Aalborg, Dinamarca [47].

O principal objetivo desta ferramenta é simular diferentes planeamentos ou cenários energéticos a nível nacional ou regional, com base numa análise técnica, económica ou ambas, permitindo aferir as diferenças entre implementar as diferentes soluções [48]. Esta ferramenta engloba todo o sistema de energia, incluindo os setores da eletricidade, calor, transporte e indústria [48]. Além disso, todas as tecnologias térmicas, renováveis, de armazenamento e conversão de energia e transporte são individualmente modelados [48].

É uma ferramenta determinística em que o *layout* é organizado por um conjunto de separadores onde é introduzida a informação que permite a simulação do sistema. A Figura 8 mostra a estrutura de funcionamento que caracteriza todo o modelo EnergyPLAN, que incluem os *inputs* requeridos e os *outputs* devolvidos pelo modelo. Nos *inputs* destacam-se a procura de energia, dividida nos setores da eletricidade, aquecimento, arrefecimento, indústria, transporte e consumo de água. Na oferta de energia estão incluídas as características das fontes térmicas e renováveis, seguido das tecnologias de armazenamento e as estratégias para regulação do excesso de eletricidade. Os parâmetros para a análise económica do modelo são definidos em separadores autónomos. Os *outputs* são representados pelo balanço de energia, pelos resultados das produções, consumos dos diferentes setores de energia e custos totais, podendo ser devolvidos numa base horária, mensal ou anual.

Neste trabalho foram modelados somente os sistemas de eletricidade e transportes, pelo que o foco incidirá sobre estas secções do programa.

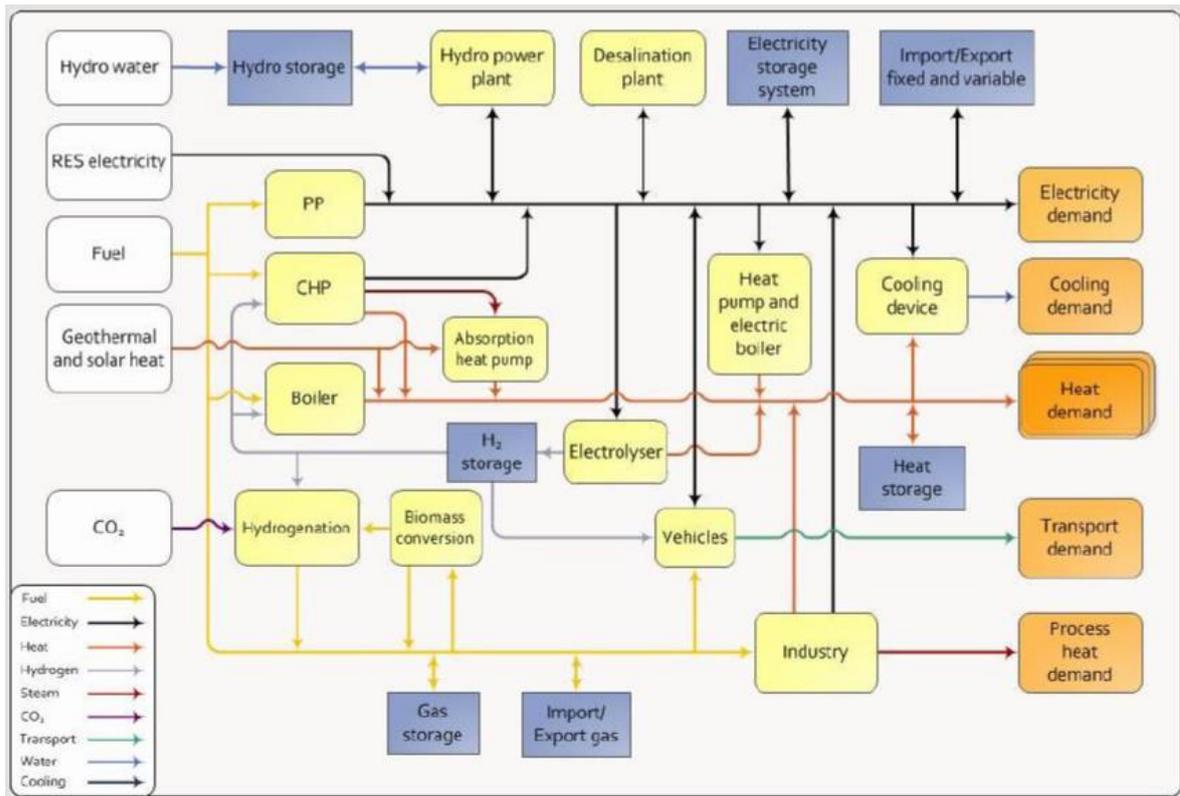


Figura 8 – Estrutura do modelo EnergyPLAN, incluindo os *inputs* (caixas brancas), as unidades de produção de energia (caixas amarelas), as unidades de armazenamento ou conversão de energia (caixas azuis) e *outputs* (caixas laranjas) [48].

3.1.1. Aplicações prévias

Sendo um motor de simulação direcionado para sistemas de energia, incluindo com elevada penetração de FER, que pode incluir sistemas de armazenamento, o EnergyPLAN tem um vasto registo de aplicações. Algumas delas referem-se seguidamente.

A primeira aplicação do EnergyPLAN a referir é a análise da integração em elevada escala de energia eólica. Como exemplo, tem-se o estudo efetuado no sistema elétrico britânico cujo objetivo foi encontrar a percentagem ótima de geração eólica que permitisse maior rentabilidade económica comparativamente com sistemas convencionais sem produção eólica. O estudo concluiu que para uma geração eólica de 80 TWh (num intervalo de geração entre 0 a 180 TWh), equivalente a uma penetração eólica de aproximadamente 21%, o custo de produção é minimizado [49]. Outro estudo similar feito para o sistema elétrico dinamarquês permitiu analisar diferentes configurações e estratégias de regulação que podem ser aplicadas para maximizar a penetração eólica. Este estudo teve como alcance a análise de três variáveis diferentes no sistema elétrico da Dinamarca: (1) o excesso de produção causado pelas flutuações da oferta de eólica e procura de calor pelos sistemas de ciclo combinado; (2) a utilização da energia eólica para reduzir as emissões de CO₂ no sistema; (3) a análise dos benefícios da produção eólica nas trocas do mercado de interligações do país [50].

O EnergyPLAN foi também utilizado para dimensionar e simular sistemas elétricos 100% renováveis. Como exemplo, têm-se estudos realizados para a Macedónia [51], Irlanda [52] e Ilhas Faroé [53], que mostram a possível transição de sistemas fortemente baseados em combustíveis fósseis para sistemas renováveis, focando a necessidade de grandes investimentos em tecnologias

renováveis, em sistemas de armazenamento e implementação de medidas adicionais de eficiência energética que contribuam para a redução do consumo de energia primária. A Nova Zelândia é também exemplo de um país fortemente dependente de combustíveis fósseis [54]. Por isso, foi feito um estudo que investiga diferentes alternativas de tornar o sistema elétrico neozelandês, em 2040, e 50% da frota de veículos de passageiros totalmente baseados em FER. O estudo conclui que o objetivo é tecnicamente possível caso a capacidade instalada de eólica, geotérmica e biomassa aumente [54].

Outra aplicação do EnergyPLAN é a comparação dos benefícios técnicos e económicos em integrar tecnologias de armazenamento de energia em sistemas elétricos com elevada penetração renovável. Em [55] foram comparados cenários com penetrações eólicas distintas no sistema elétrico irlandês. O intuito deste estudo foi perceber qual o cenário que traria melhores vantagens tanto técnicas como económicas para o sistema, recorrendo a armazenamento hidroelétrico com bombagem. Por outro lado, em [56] o EnergyPLAN é usado para modelar o sistema elétrico e de transportes dinamarquês com o objetivo de analisar como a integração de VE, gerida numa infraestrutura V2G, pode fornecer capacidade de armazenamento face a diferentes níveis de penetração eólica. Ambos os estudos concluem que os sistemas elétricos suportam níveis superiores de penetração renovável quando complementados com sistemas de armazenamento, seja por centrais hidroelétricas ou por V2G.

Ainda envolvendo VE, em [57] foram analisados para Portugal dois perfis de carregamento, noturno e diurno, com o intuito de perceber a sua correlação com a produção eólica e fotovoltaica, através da análise do excesso de produção e das emissões de CO₂. Os resultados mostram que para o perfil de carregamento diurno as emissões de CO₂ decrescem 83,5% relativamente aos níveis de 1990. Por outro lado, no caso do perfil de carregamento noturno, as emissões de CO₂ decrescem 73,5%. Deste modo, o o carregamento noturno não permite não atingir a meta dos 80%.

Em [58] foi feito um estudo da evolução do sistema elétrico português até 2050. Neste estudo foi feita uma otimização técnica e económica no EnergyPLAN. No caso da otimização técnica, o estudo conclui que o modelo utiliza a interligação como prioridade de escoar o excesso de eletricidade provindo de FER. Para o caso da otimização económica, o estudo revela que para três dos cenários de estudo o saldo exportador é positivo. Além disso, é verificado também que a bombagem hidroelétrica é utilizada de forma a complementar a interligação, absorvendo o excesso de produção de FER.

O modelo do EnergyPLAN foi também usado em [59] para determinar a combinação ótima de várias tecnologias de produção renovável (PV, eólica e ondas) no sistema de referência dinamarquês. A combinação ótima de integração de FER tem como principal critério o excesso de produção de eletricidade (CEEP) calculado pelo EnergyPLAN. Os resultados mostram que para diferentes penetrações renováveis a combinação ótima das três FER em estudo são distintas devido às suas diferentes características de variabilidade de produção. O estudo revela que a combinação ótima é atingida quando a produção eólica atinge cerca de 50% da produção total renovável. Contudo, a parcela de produção PV e das ondas é diferente conforme seja a diferença entre a produção renovável e o consumo. Assim, se a produção renovável estiver abaixo dos 20% do consumo, o PV deveria cobrir cerca de 40% da produção total renovável e as ondas os restantes 10%. Por outro lado, se a produção renovável estiver acima dos 80% do consumo, o PV deveria cobrir 20% da produção total e as ondas os restantes 30%.

Capítulo 3 – Metodologia

3.1.2. Otimização

Para modelar um dado sistema, o EnergyPLAN pode ser utilizado de duas formas distintas mas complementares: otimização técnica ou económica [48].

Na otimização técnica, o modelo constrói e analisa um sistema de energia de acordo com várias estratégias técnicas de simulação. Essas estratégias têm como principal objetivo a minimização do consumo de combustíveis fósseis e a redução do excesso de energia do *Critical Excess Electricity Production* (CEEP) [48]. Existem oito estratégias de regulação do parâmetro CEEP que podem ser ativadas no EnergyPLAN. Estas estratégias incidem na redução da produção das unidades de produção renovável ou na gestão do consumo de eletricidade de unidades como caldeiras ou bombas de calor [48]. Além destas estratégias, o CEEP pode ser reduzido no EnergyPLAN através de tecnologias de armazenamento, tais como as centrais hídricas com albufeira, baterias ou ar comprimido, no caso do armazenamento de eletricidade, ou reservatórios de armazenamento de calor [48].

A análise de mercado visa minimizar os custos de operação do sistema, conciliando a produção de eletricidade com o instante horário no qual o preço da eletricidade é mais favorável no mercado. Assim, a modelação baseia-se em identificar o custo de eletricidade de mercado a cada instante e a produção exata de cada uma das unidades de produção, apurando-se o custo marginal de produção [48].

Para este estudo decidiu-se optar por uma otimização técnica do EnergyPLAN. Esta otimização foi escolhida por razões apresentadas no Capítulo 4.

3.1.3. Ordem de Mérito

A ordem de mérito é uma forma de elencar as fontes de energia disponíveis segundo a sua origem, seja ela renovável ou fóssil, a capacidade de despacho de energia e os custos marginais de produção. Estes parâmetros traduzem a controlabilidade de cada uma das fontes de produção. Deste modo, as centrais são divididas entre centrais despacháveis e não-despacháveis [60]. Define-se como centrais despacháveis as unidades cuja potência entregue pode ser controlada pelas entidades reguladoras [60]. As centrais térmicas convencionais e as centrais hídricas com grande capacidade de armazenamento em albufeiras são exemplos de centrais despacháveis [60]. Por outro lado, centrais não-despacháveis definem-se como aquelas em que não é possível controlar a sua produção [60]. As renováveis, tais como, a eólica, a fotovoltaica, as hídricas de fio-de-água ou ondas são exemplos de centrais não-despacháveis, uma vez que são função dos recursos naturais associados [60]. A distribuição da produção das centrais é feita, em cada instante, de acordo com os aspetos técnicos e económicos associados ao modo de operação e funcionamento de cada uma delas.

O EnergyPLAN estabelece diferentes ordens de mérito. As centrais renováveis não-despacháveis têm, por omissão, prioridade máxima na produção de eletricidade, enquanto as centrais térmicas entram em serviço apenas nos instantes onde a produção renovável não é suficiente para suprir o consumo [48]. Contudo, o modelo permite alterar esta configuração, impondo capacidades mínimas de produção por parte de centrais despacháveis que permitem compensar as flutuações provocadas pela produção renovável e trazer maior estabilidade ao sistema elétrico [48]. Permite igualmente impor uma capacidade mínima de produção térmica de modo a simular a restrita flexibilidade com que estas centrais operam. Abaixo, nas seções destinadas à descrição dos procedimentos efetuados no modelo, encontram-se mais detalhes sobre estes parâmetros, nomeadamente os valores adotados para os mesmos.

3.1.4. Modelação

A Figura 9 esquematiza os procedimentos principais efetuados no EnergyPLAN, para este estudo em particular.

Seguindo uma otimização técnica, devem ser incluídos no modelo um conjunto de *inputs* divididos da seguinte forma: (1) consumo e produção por tecnologia anual (em TWh); (2) capacidade instalada por tecnologia, de produção ou armazenamento (em MW); (3) eficiências das tecnologias; (4) distribuição temporal do consumo total e produção desagregada por tecnologia. A distribuição temporal é composta por um conjunto de 8784 elementos que representam um ano típico bissexto. Cada elemento da distribuição varia entre 0 e 1, ou seja, corresponde a uma distribuição de valores adimensionais obtidos fazendo o quociente entre o valor instantâneo (horário) e o valor máximo que constitui a distribuição [48][61]. Existe ainda um conjunto de *inputs* relativos à regulação do sistema que especificam certos limites técnicos e operacionais no modelo, essenciais para a estabilização do sistema elétrico a modelar [48][61], que serão pormenorizados no Capítulo 4.

De modo a garantir que o EnergyPLAN simula corretamente, foi criado um modelo de referência (relativo a um ano que contenha dados históricos) que é submetido a uma calibração. Se os resultados da simulação do cenário de referência coincidirem com os dados históricos, verifica-se a validade do modelo. O modelo de referência funcionará como base de todos os restantes cenários, designados como cenários futuros. Entre os *outputs* do modelo entregues destacam-se os consumos e produção, numa escala horária e anual, bem como as emissões de CO₂ resultantes.

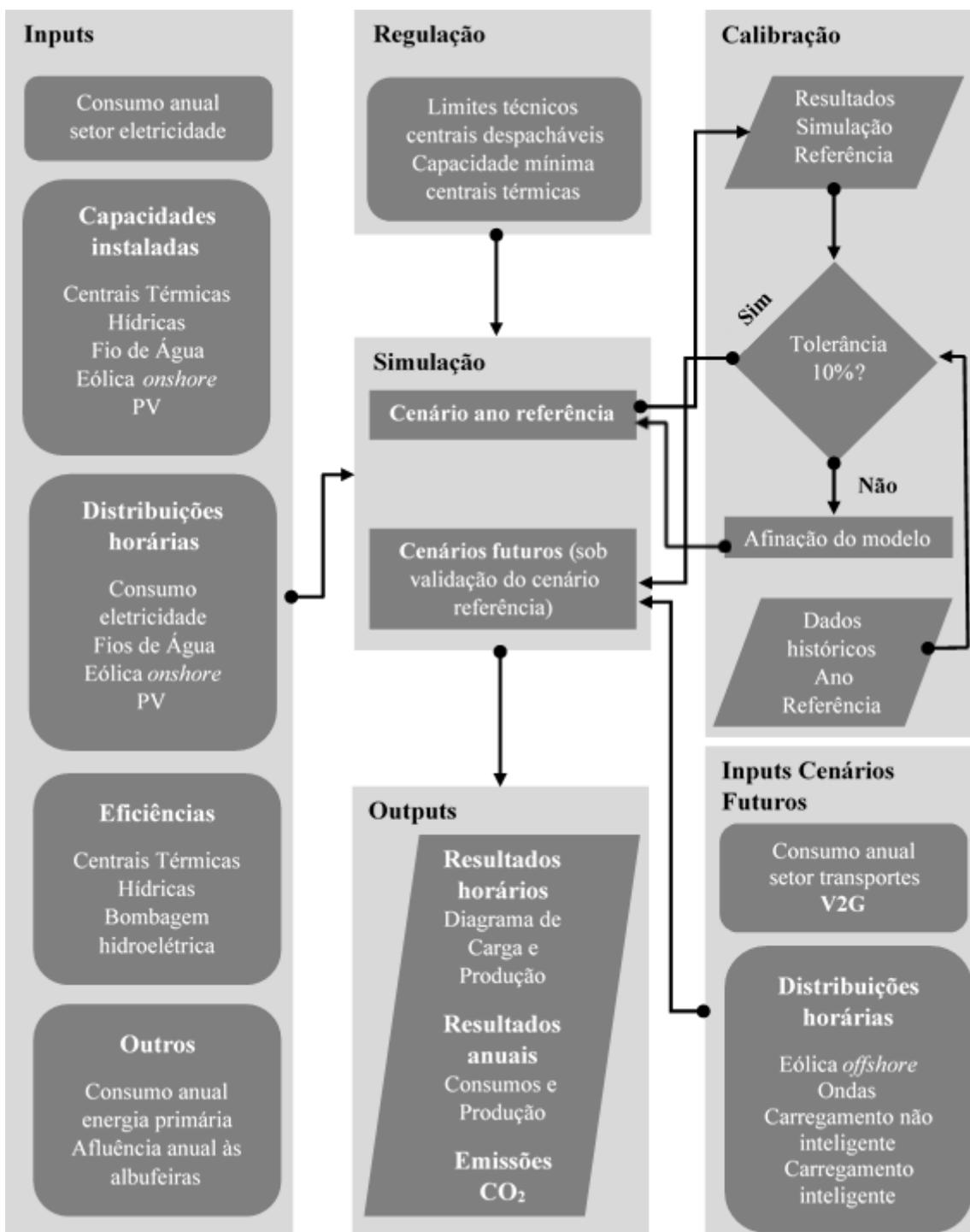


Figura 9 – Modelo aproximado que inclui todos os procedimentos efetuados no EnergyPLAN.

4. Caso de estudo

No âmbito desta dissertação, Portugal foi o caso de estudo usado para analisar e modelar a evolução de um sistema elétrico nacional. Esta análise incorpora, ainda, a parte do setor dos transportes respeitante aos veículos de passageiros.

Na modelação e análise de sistemas elétricos é desejável a estruturação de potenciais cenários que representem o futuro panorama energético português. Para isso, foi criado um grupo de cenários representativos da estrutura possível do sistema elétrico português no futuro.

Esta análise parte de uma calibração do sistema elétrico nacional de um dado ano de referência que servirá de base para o estudo dos cenários futuros. O ano de referência representa um ano histórico e serve, também, para verificar a validade do modelo, em que os resultados obtidos da simulação devem coincidir, a menos de uma tolerância (até 10%), com os dados históricos.

O ano de referência selecionado foi 2014 uma vez que se trata do ano mais recente possível que permite descrever e representar o panorama atual do sistema elétrico português.

A modelação de cada um dos cenários foi feita usando a análise técnica do EnergyPLAN. Esta análise foi escolhida por duas razões distintas: (1) o objetivo principal da dissertação é modelar e analisar a evolução do sistema elétrico português a partir das variáveis técnicas que constituem um sistema elétrico; (2) as trocas mercantis de energia com o exterior não permitem uma análise das implicações das diferentes configurações do sistema de um ponto de vista estritamente interno e são difíceis de modelar porque o mercado resulta do comportamento imprevisível de muitos intervenientes. Por outro lado, nas trocas externas de energia pode existir um comportamento estratégico dos operadores que não é incorporável numa simulação como esta.

O capítulo divide-se da seguinte forma: a secção 4.1. está reservada à análise do panorama do sistema elétrico atual português no ano de referência; na secção 4.2. e 4.3. descrevem-se os procedimentos utilizados para a modelação no EnergyPLAN para o cenário de referência e cenários futuros, respetivamente.

4.1. Sistema Elétrico Atual Português

4.1.1. Sistema Eletroprodutor

A produção de eletricidade é assegurada por centrais dedicadas, ou por produção distribuída, que convertem a energia primária em energia elétrica, constituindo na sua totalidade um sistema electroprodutor.

A produção de eletricidade em Portugal está dividida em dois regimes legais/contratuais distintos: produção em regime ordinário (PRO) e produção em regime especial (PRE) [62]. O primeiro caso engloba a produção de eletricidade a partir de centrais convencionais não renováveis e de grandes aproveitamentos hídricos [62]. O segundo inclui a produção elétrica a partir de recursos renováveis não-despacháveis, de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade (cogeração) e de produção distribuída [62].

Na totalidade, o sistema electroprodutor português no final de 2014 contava com um capacidade instalada de 17,8 GW, cujas capacidades de produção por tecnologia estão apresentadas na Tabela 2 [63].

Capítulo 4 – Caso de estudo

Tabela 2 – Capacidade instalada por tecnologia no final de 2014 [63].

Tecnologia	Capacidade Instalada
	[MW]
Centrais Térmicas	
Carvão	1756
Gás Natural ¹	4717
Biomassa ¹	601
Centrais Hídricas	
Hídricas com Albufeira	2808
Fios de Água	2479
Pequenas Centrais Hídricas (PCH)	415
Eólica Onshore	4541
Fotovoltaica	396

¹Estão incluídas as unidades de cogeração.

4.1.2. Consumo de eletricidade

O consumo de energia elétrica, ou consumo simples, é representado por uma curva que representa a potência consumida durante as 24h do dia e que é denominada de diagrama de carga diário [64].

A carga no sistema elétrico oscila ao longo do dia, resultado dos hábitos dos consumidores, das estações do ano e das políticas de mercado ou tarifárias. Deste modo, cada sistema elétrico tem diagramas de carga distintos, cujo consumo deve ser suprido em cada instante. Em Portugal, o ciclo diário de consumo é dividido entre o período de vazio, que corresponde ao período entre 22-8:00, e o período de ponta e cheia, que é o período entre as 8-22:00h [65].

Em 2014, foram consumidos 48,882 TWh de eletricidade em Portugal que representa uma variação de -0,7% face ao consumo registado no ano anterior [66]. Esta variação negativa do consumo de eletricidade é resultante, contudo, das contingências económicas, uma vez que a tendência normal é de crescimento, embora cada vez mais em economias desenvolvidas exista um desacoplamento entre crescimento económico e consumo de energia.

A Figura 10 representa o diagrama de carga para quatro dias distintos no ano de 2014, incluindo o dia 2 de Fevereiro que correspondeu ao dia no qual se registou a ponta anual de consumo. Inclui, também, um dia de cada um dos meses de Abril, Julho e Outubro, que são exemplificativos de diferentes períodos sazonais.

A Tabela 3 apresenta a potência máxima, mínima e média, bem como o consumo e o fator de carga registados para cada um dos dias. O fator de carga é dado pela fração entre a potência média e a potência máxima [67].

Pela análise da Figura 10 e da Tabela 3, pode-se verificar que o consumo de eletricidade é claramente superior durante o Inverno. A justificação é a maior utilização de sistemas de aquecimento, que em Portugal é feito, regra geral, por aparelhos elétricos. No entanto, o consumo de eletricidade durante os períodos de vazio é similar entre todos os dias.

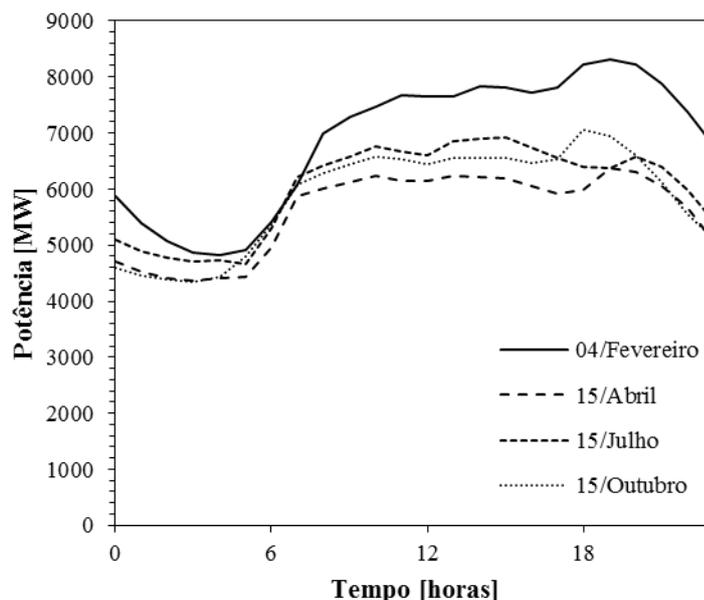


Figura 10 – Diagramas de carga para quatro dias de 2014 [68].

Tabela 3 – Caracterização dos diagramas de carga considerados. Os resultados apresentados na tabela foram obtidos através dos dados horários fornecidos pela REN [68].

	04/Fevereiro	15/Abril	15/Julho	15/Outubro
Potência média [MW]	6880	5602	6023	5864
Potência máxima [MW]	8313	6383	6921	7059
Potência mínima [MW]	4826	4367	4654	4336
Consumo [GWh]	165	134	145	141
Fator de carga (f_c)	0,83	0,88	0,87	0,83

4.1.3. Interligação

O transporte de eletricidade em Portugal é garantido pela Rede Nacional de Transporte (RNT), responsável pelo escoamento da energia elétrica produzida nas centrais até às redes de distribuição [69].

A rede de transporte é constituída quase exclusivamente por linhas aéreas e opera em três regimes de tensão diferentes: 400 kV, 220 kV e 150 kV, com comprimentos de linha de 1609 km, 3289 km e 2671 km, respetivamente [69]. A rede de transporte está, também, interligada com a rede espanhola em vários pontos do território, que permite aos dois países efetuarem trocas bilaterais de eletricidade, promovendo a segurança de abastecimento de ambos. Essa interligação é caracterizada por uma capacidade que está sujeita a significativas flutuações no tempo, quer em função da variabilidade do consumo de eletricidade em ambas as redes ibéricas, quer consequência de indisponibilidades, excesso de produção ou comportamentos estratégicos dos operadores.

A interligação apresenta, contudo, alguns constrangimentos, nomeadamente quanto à exportação. Na maioria das vezes, Portugal apresenta excedente de produção durante a madrugada, resultado da elevada produção eólica nesse mesmo período [70]. No entanto, devido

Capítulo 4 – Caso de estudo

à alta correlação de produção eólica entre Portugal e Espanha, não se torna rentável exportar o excedente de produção para Espanha, uma vez que essa energia é pouco valorizada [70].

A Figura 11 ilustra os pontos de interligação transfronteiriças com a rede espanhola, bem como os fluxos de importação e exportação, em GWh, registados em 2014 entre os dois países. Na totalidade, Portugal registou um fluxo importador de 4084 GWh e um fluxo exportador de 3184 GWh, resultando num balanço importador de 902 GWh [71].

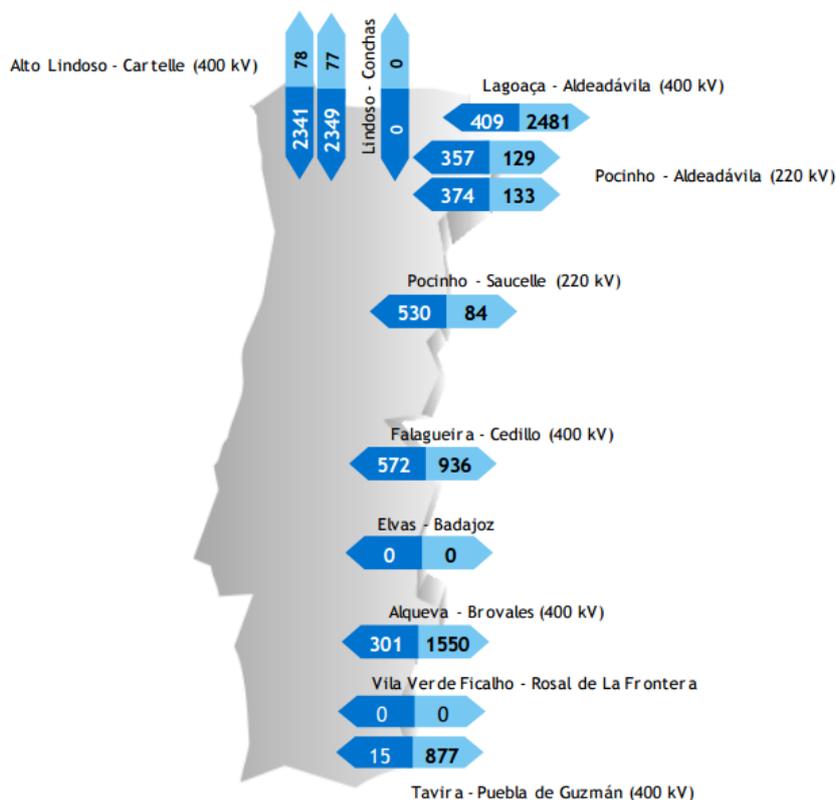


Figura 11 – Movimentos físicos nas diferentes de interligação e ligações transfronteiriças com a rede espanhola [71].

4.2. Cenário de Referência

4.2.1. Produção de Energia

Como referido no Capítulo 3, as centrais de produção podem dividir-se entre despacháveis e não-despacháveis. Deste modo, para facilitar a descrição dos procedimentos, decidiu-se dividir da mesma forma a análise destes dois grupos de unidades de produção.

Uma vez que o objetivo primordial desta dissertação é analisar o sistema elétrico nacional, só será tido em conta a produção de eletricidade, sendo que a parte da geração de calor não será objeto de estudo. Portanto, nas centrais de cogeração, apenas será contabilizada a parcela de produção de eletricidade.

4.2.1.1. Centrais Despacháveis

Além das capacidades apresentadas na Tabela 2, o EnergyPLAN requer um conjunto de parâmetros adicionais para a simulação correta das centrais térmicas e hídricas com albufeira. No caso das centrais térmicas é requerido o consumo anual agregado de energia primária enquanto a afluência anual de água é o parâmetro fundamental no caso das centrais hídricas despacháveis.

O EnergyPLAN simula as centrais térmicas como um conjunto de centrais despacháveis a carvão, a gás natural e biomassa, incluindo a cogeração. Considerando que todas estas unidades térmicas participam no sistema eletroprodutor português, o modelo necessita do consumo desagregado anual de energia primária de cada uma destas fontes, embora as simule agregadamente.

O consumo de energia primária de um dado combustível pode ser deduzido a partir das emissões de dióxido de carbono (CO₂) associadas. Partindo deste pressuposto, sabe-se que foram emitidos, aproximadamente, 9700 kt e 2500 kt de CO₂ devido à combustão de carvão e gás natural, respetivamente, em 2014 [66]. Considerando os fatores de emissão de 0,3 kgCO₂/kWh para o carvão e 0,18 kgCO₂/kWh para o gás natural [72], obtém-se um consumo primário associado a estes dois combustíveis de 32,33 TWh e 13,16 TWh, respetivamente. Para o caso da biomassa, calculou-se um consumo anual de 6,95 TWh [73].

Quanto às centrais hídricas despacháveis, a afluência de água corresponde à energia devido ao caudal de afluente à albufeira num dado período. Em 2014, verificou-se um índice de hidraulicidade de 1,27 [66] e uma afluência de 7,13 TWh, que resultou da soma das afluências diárias registadas a partir das estatísticas diárias [74]. Trata-se de um ano mais chuvoso que a média, que favorece a produção hídrica; portanto, servindo de referência nos cenários futuros, permite aferir melhor a capacidade interna de escoamento da produção. Por outro lado, é necessária uma distribuição horária que caracterize a afluência geral dos aproveitamentos hídricos nacionais com albufeira em 2014. Esta distribuição foi obtida através da média horária da afluência de oito aproveitamentos hídricos, disponibilizados pela EDP [75], e que são: Alto Lindoso, Touvedo, Alto Rabagão, Venda Nova, Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas e Caniçada.

No âmbito das simulações no modelo do EnergyPLAN, considerou-se as eficiências de produção apresentadas na Tabela 4. A eficiência global das centrais térmicas resulta da média ponderada das eficiências das centrais a carvão, gás natural e biomassa.

Tabela 4 – Eficiência de produção das unidades térmicas e hídricas despacháveis.

Unidades de Produção	Eficiência [%]	Referências
Centrais Térmicas	40,0	
Carvão	35,7	[57]
Gás Natural	43,0	[57]
Biomassa	40,0	[76]
Hídricas com albufeira	80,0	[57]

Capítulo 4 – Caso de estudo

4.2.1.2. Centrais não-despacháveis

O EnergyPLAN necessita igualmente da distribuição horária que represente a produção de cada uma das fontes não-despacháveis. Para o ano de referência, as centrais a fio-de-água, eólica *onshore* e fotovoltaica (PV) representam as centrais não-despacháveis no modelo.

A Figura 12 representa as distribuições horárias que caracterizam a produção horária das centrais fios de água, eólica e PV durante todo o ano de 2014. No caso das centrais fios-de-água são incluídas também as Pequenas Centrais Hídricas (PCH), uma vez que o EnergyPLAN não faz distinção entre estes dois aproveitamentos hídricos. As distribuições foram construídas com base nos dados horários para todo o ano, fornecidos pela REN [77]. O eixo das ordenadas de cada uma das distribuições representa a produção horária, em valores normalizados, e foi obtido pelo quociente entre a potência injetada pela unidade de produção, num instante horário, e a potência nominal instalada dessa mesma unidade. Esta configuração é requerida pelo EnergyPLAN, tal como referido anteriormente.

Ainda na Figura 12, pode-se verificar que as três fontes de produção não-despachável possuem diferentes regimes de produção. Isto acontece porque a produção renovável está estritamente condicionada pelos recursos naturais, neste caso a precipitação, vento e sol. Estes recursos em Portugal variam sazonalmente e, portanto, os níveis de produção registados por cada uma das unidades associada vai ser diferente durante o ano. Estas distribuições funcionam como a base da produção de cada uma destas três fontes renováveis

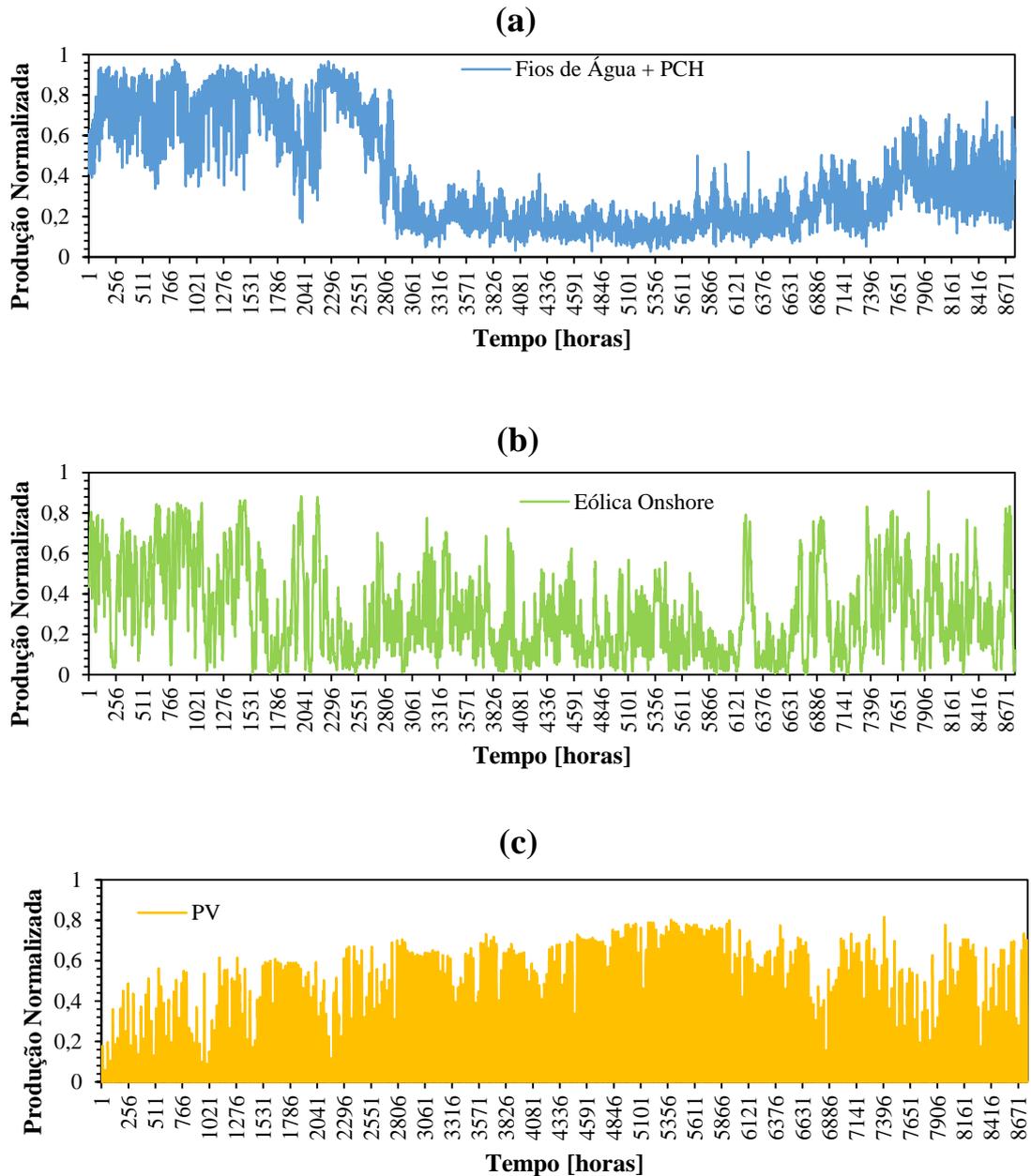


Figura 12 – Produção anual normalizada: (a) hídrica de fio-de-água; (b) eólica; (c) fotovoltaica.

4.2.2. Consumo de Energia

Neste cenário de referência, o consumo de energia incluído no EnergyPLAN corresponde apenas ao consumo do setor da eletricidade.

Além do consumo anual de eletricidade (referido na Seção 4.1.2.), o EnergyPLAN requer também uma distribuição, numa base horária, representativa do consumo de eletricidade ao longo do ano.

A Figura 13 apresenta a distribuição anual do consumo de eletricidade de 2014, cujos dados para a construção desta distribuição foram fornecidos pela REN [68]. Neste caso, o eixo dos y

Capítulo 4 – Caso de estudo

representa o quociente entre o consumo registado no instante horário e o consumo máximo registado em 2014.

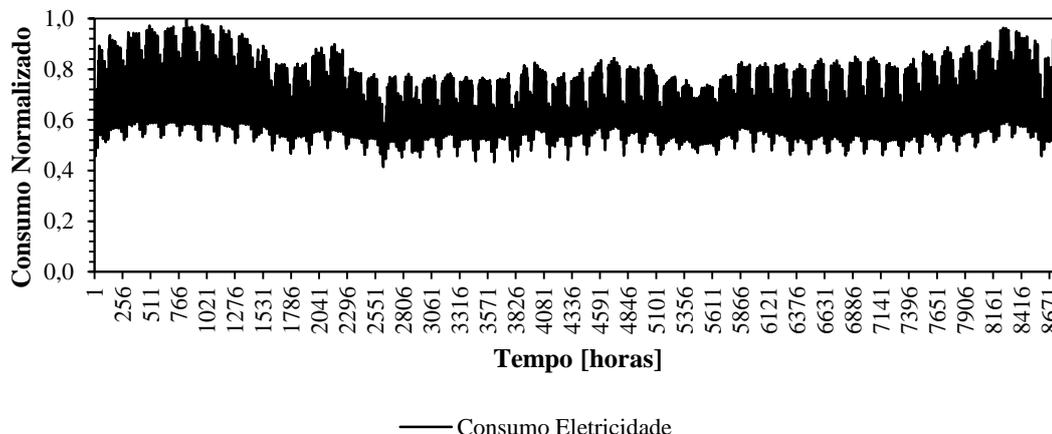


Figura 13 – Consumo anual normalizado.

4.2.3. Armazenamento de Energia

O EnergyPLAN tem em conta vários sistemas de armazenamento de eletricidade, tais como as centrais hídricas reversíveis ou sistemas a partir de ar comprimido.

À escala nacional, o armazenamento de eletricidade é procedido com recurso a centrais hidroelétricas com sistema de bombagem. Deste modo, o EnergyPLAN requer, como *inputs*, a capacidade de armazenamento das albufeiras, isto é, de todos os reservatórios em território nacional, a potência e eficiência da bombagem elétrica. A capacidade de armazenamento das albufeiras é determinada pelo total da capacidade de todos os aproveitamentos hídricos em Portugal. No final de 2014, Portugal contava com uma capacidade total de armazenamento de 3093 GWh [78]. Em relação à potência de bombagem, Portugal registava, para o mesmo período, uma capacidade de 1463 MW [79]. A eficiência de bombagem situa-se entre os 70% e os 85% [80], pelo que foi assumido um valor intermédio de 80%.

4.2.4. Regulação

O EnergyPLAN pede especificações de parâmetros de regulação e estabilização do sistema elétrico e que implicam no equilíbrio entre o consumo e a produção. Estes parâmetros afetam a ordem de mérito pré-determinada do modelo.

Foram definidos dois parâmetros: o *Minimum grid stabilization production share* e o *Minimum PP*, que atuam na estabilização e flexibilidade do sistema elétrico, definidos nas Seções 4.2.4.1. e 4.2.4.2. Estes parâmetros funcionam como base para qualquer um dos cenários de estudo nesta dissertação.

4.2.4.1. Critério de estabilização da rede

Para que seja garantido um equilíbrio entre a produção e o consumo a cada instante, é estritamente necessário que parte da geração de eletricidade seja fornecida por centrais que sejam capazes de fornecer serviços de estabilização de rede. Estas centrais são caracterizadas pela sua controlabilidade de produção, pelo que são capazes de oferecer garantia de potência. Estas centrais devem ter uma participação na produção de eletricidade de modo a que sejam evitadas quaisquer interrupções do fornecimento de energia.

O EnergyPLAN considera que apenas as centrais térmicas e hídricas despacháveis são capazes de oferecer este serviço de estabilização [48]. Deste modo, o *Minimum grid stabilization production share* representa a percentagem mínima de produção que deve ser proveniente de centrais térmicas e hídricas despacháveis relativamente ao consumo, em qualquer instante. Este parâmetro, d_{stab} , é função de e_{stab} e e_{total} , que representam, respetivamente, a produção das centrais térmicas e hídricas com albufeira e a produção total de todas as centrais despacháveis e não despacháveis que estejam a injetar potência na rede numa dada hora, i , é dado pela equação (1) [57]:

$$d_{stab} = MIN \left\{ \left(\frac{e_{stab}}{e_{total}} \right)_1, \dots, \left(\frac{e_{stab}}{e_{total}} \right)_i, \dots, \left(\frac{e_{stab}}{e_{total}} \right)_{8760} \right\} \times 100 \quad (1)$$

Em 2014 verificou-se que, em média, 56,3% da produção total esteve por conta das centrais despacháveis, com um mínimo registado de 17,9%. Este valor mínimo foi o valor atribuído ao *Minimum grid stabilization production share* no EnergyPLAN [68].

4.2.4.2. Critério de flexibilidade da rede

As centrais térmicas convencionais têm flexibilidade limitada para alterarem os níveis de geração de potência devido às suas limitações técnicas e operacionais. Estas limitações técnicas devem-se, essencialmente, ao fato destas centrais apresentarem tempos de arranque a frio longos até que a sua capacidade atinja o patamar de carga necessário, sendo as centrais a carvão as mais demoradas [81]. Posto isto, este tipo de centrais opera, geralmente, num dado regime mínimo de modo a serem evitados arranques longos e, por conseguinte, prejuízos operacionais e económicos para o operador destas centrais.

O limite confortável de operação destas centrais define a flexibilidade da rede elétrica. O *Minimum PP* representa a capacidade mínima que as centrais térmicas devem injetar potência na rede a qualquer instante. Este parâmetro, d_{flex} , é função de e_{th} , que representa a potência injetada pelas centrais térmicas numa dada hora, i , e que é traduzida pela equação (2):

$$d_{flex} = \frac{MIN\{(e_{th})_1, \dots, (e_{th})_i, \dots, (e_{th})_{8760}\}}{MAX\{(e_{th})_1, \dots, (e_{th})_i, \dots, (e_{th})_{8760}\}} \times 100 \quad (2)$$

Analisando para o ano de referência, o mínimo e máximo absolutos foram registados nos dias 7 de Abril e no dia 11 de Dezembro, respetivamente. Estes valores representam, portanto, o regime mínimo e máximo de operação verificado pelas centrais térmicas nesse mesmo ano. O regime mínimo representa o parâmetro do *Minimum PP* a introduzir no modelo, cujo valor registado foi de 822 MW. Deste modo, de acordo com a equação (2), no dia 7 de Abril o conjunto total das centrais térmicas injetou na rede 822 MW que representa 17,6% da potência injetada no dia 11 de Dezembro, cujo valor foi de 4680,2 MW (valor máximo verificado em 2014).

Capítulo 4 – Caso de estudo

4.2.5. Interligação

O EnergyPLAN simula a interligação através do balanço horário entre as importações e exportações registadas ao longo de um ano, bem como a capacidade de interligação.

No final de 2014, Portugal contou com uma capacidade mínima de interligação de 2000 MW [82], sendo este o valor considerado para o modelo do EnergyPLAN.

O balanço horário entre as importações e exportações foi fornecido pela REN [68].

4.2.6. Calibração

A calibração do modelo é um processo iterativo cujo objetivo é, a partir do ano de referência, obter resultados coincidentes com a realidade.

As principais variáveis a serem calibradas são o consumo anual de eletricidade, a produção líquida anual por tecnologia, a penetração renovável, o consumo anual por fonte primária, a carga média mensal de consumo de eletricidade e as emissões de CO₂.

A Tabela 5 resume individualmente a calibração feita tendo em conta o consumo anual de eletricidade, o abastecimento por tecnologia, a penetração renovável anual registada, o consumo anual de combustível primário e as emissões de CO₂ associadas à produção das unidades térmicas a carvão e gás natural. A Figura 14 inclui a calibração das potências máximas de carga de consumo para cada mês.

É assumido que a validade do modelo é verificada quando as diferenças (mensais e anuais) da calibração do modelo não superam os 10%.

No geral, a calibração apresentou poucas discrepâncias em relação aos dados reais. Existem, contudo, algumas diferenças registadas que foram objeto de afinação particular e, portanto, devem ser justificadas.

No caso do fotovoltaico, considerando a capacidade instalada (396 MW) ter-se-iam discrepâncias acentuadas na calibração no EnergyPLAN, pois a diferença da capacidade instalada desta tecnologia entre o final de 2013 e 2014 é de 113 MW [66]. Assim, assumiu-se que a capacidade instalada de PV para 2014 resulta da média entre as capacidades instaladas no final de 2013 e 2014, ou seja, 339,5 MW, que conduziu a resultados satisfatórios.

Em relação às centrais térmicas, verificou-se que, apesar da potência nominal instalada de centrais a gás natural ser de 4717 MW, a potência máxima de operação registada em 2014, com base nos dados da REN, foi de 1826 MW. Uma das possíveis razões para tal deve-se ao fato desta tecnologia oferecer capacidade de intervenção em caso de falha das renováveis e, portanto, a sua operação faz-se muito em função dessa necessidade. Deste modo, considerando os 4717 MW iniciais, o modelo simulava um consumo primário de gás natural não coincidente com o histórico. Por simplificação, considerou-se que a potência total instalada de centrais térmicas a gás natural é de 1826 MW, o que levou a resultados satisfatórios.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

Tabela 5 – Resultados da calibração do modelo para o Cenário de referência.

	Dados históricos 2014	2014 EnergyPLAN	Diferenças anuais [%]
Consumo Eletricidade [TWh]	48,82	48,88	+0,12
Produção Eletricidade [TWh]			
Térmicas	20,08	20,82	+3,66
Hídricas Despacháveis	6,87	6,95	+1,12
Fios-de-Água + PCH	10,15	10,18	+0,30
Eólica <i>Onshore</i>	11,81	12,24	+3,61
PV	0,59	0,57	-3,72
Penetração Renovável [%]	62	58,1	-6,13
Consumo Combustível Primário [TWh]			
Carvão	32,33	31,97	-1,11
Gás Natural	13,16	13,15	-0,08
Biomassa	6,95	6,94	-0,14
Emissões GEE (Carvão e Gás Natural) [Mt]	12,20	12,24	+0,30

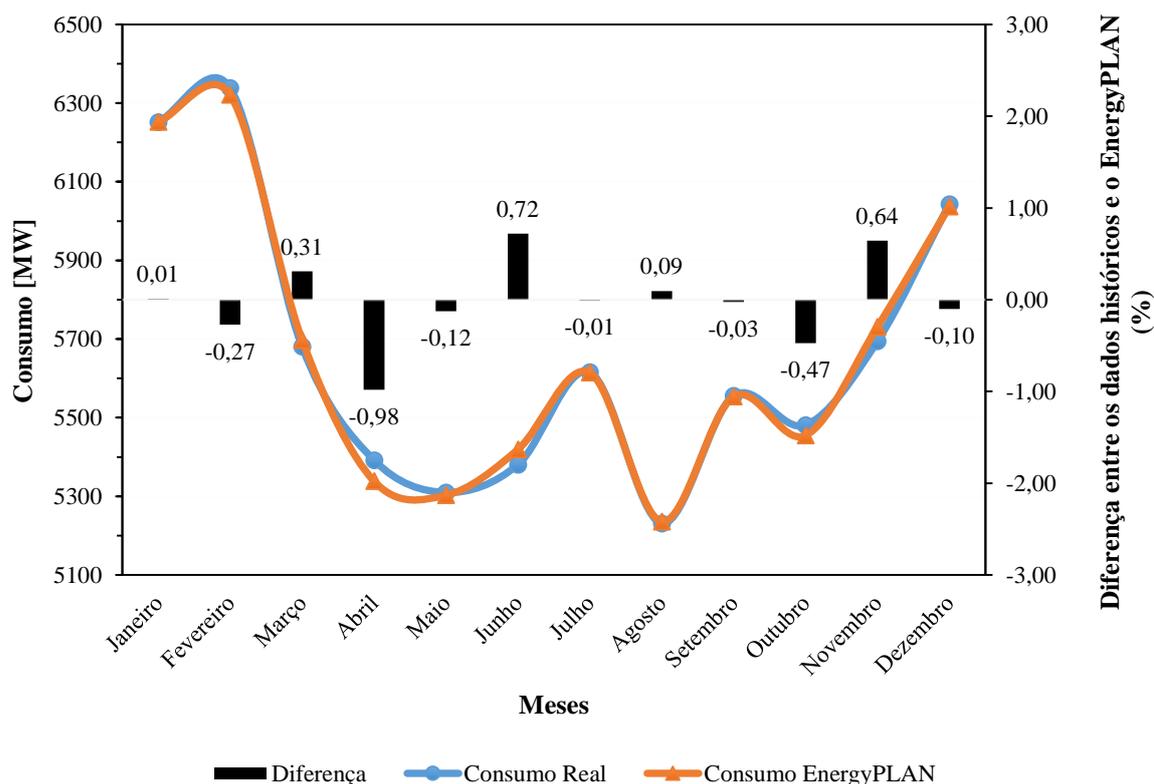


Figura 14 – Consumo mensal real (curva azul) e obtido no EnergyPLAN (curva laranja). As barras pretas representam a diferença entre as duas curvas, em percentagem.

4.3. Cenários Futuros

A construção de cenários futuros pretende representar o panorama futuro do sistema elétrico nacional até 2050. Deste modo, serão estruturados vários cenários que caracterizem o sistema elétrico nacional dentro deste horizonte.

Para tal, é fundamental conhecer de que forma o sistema elétrico irá evoluir até 2050. Para tal, procede-se à análise de metas e projeções na literatura relativamente ao futuro do sistema elétrico nacional, para que possam ser reunidos todos os *inputs* necessários para a simulação destes cenários no modelo. Na seção seguinte, 4.3.1., caracteriza-se a evolução do sistema elétrico nacional.

Além disso, estabeleceu-se, ainda, um novo objetivo: analisar o potencial de veículos elétricos como cargas distribuídas e unidades de armazenamento no sistema elétrico nacional. Deste modo, faz-se uma análise do setor dos veículos de passageiros, descrita na Seção 4.3.2.

4.3.1. Sistema Elétrico Nacional

A evolução dos sistemas elétricos europeus é prevista, principalmente, com base em objetivos e metas propostas pela UE e governo na área de energia e clima. Estes objetivos são normalmente modelados em modelos *top-down*, tais como o MARKAL ou TIMES [83].

Para simplificar a análise, dividiu-se o consumo e a produção nas Seções 4.3.1.1. e 4.3.1.2., respetivamente.

4.3.1.1. Consumo de Eletricidade

A análise da evolução do consumo simples de eletricidade em Portugal foi baseada nas projeções e tendências verificadas pela Comissão Europeia [83]. Considerou-se o consumo como a produção bruta de eletricidade apresentada no documento uma vez que estes são os que coincidem melhor com os resultados históricos do consumo de eletricidade em Portugal. Por exemplo, verificou-se para o ano de 2010 que a produção de eletricidade, a menos das perdas, foi marginalmente superior (3%) ao consumo verificado historicamente pela REN (53,7 TWh [83] e 52,2 TWh [84], respetivamente). Visto que tipicamente as perdas na rede são da ordem dos 10% [85], o que tornaria o consumo simples no presente documento inferior ao registado, nos cenários futuros decidiu-se ignorar as perdas da rede. Esta abordagem é mais verosímil e torna a análise mais conservadora, isto é, considera valores de consumo simples que eventualmente poderão ser na realidade marginalmente inferiores.

O consumo dos veículos elétricos é considerado à parte, pois presumiu-se que a incorporação da mobilidade elétrica nas projeções consultadas é pouco expressiva.

A Figura 15 apresenta, portanto, o consumo simples de eletricidade considerado para os cenários futuros.

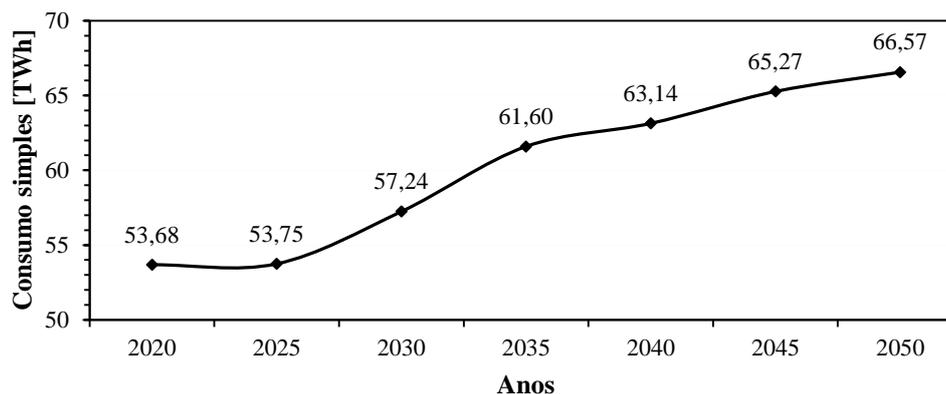


Figura 15 – Evolução do consumo simples de eletricidade até 2050 em Portugal [83].

4.3.1.2. Produção de Eletricidade

4.3.1.2.1. Centrais Térmicas

Como referido anteriormente, as centrais térmicas englobam as centrais a carvão, a gás natural e a biomassa, incluindo as de cogeração (a gás natural ou biomassa).

A Tabela 6 apresenta a evolução das capacidades instaladas de cada uma destas centrais de acordo com as projeções realizadas em [83]. Verifica-se uma redução gradual da capacidade instalada de centrais térmicas a carvão resultado do desmantelamento deste tipo de unidades de produção que tenderá a acontecer ao longo dos anos. A capacidade instalada das centrais térmicas a gás natural terá tendência a estabilizar devido à sua capacidade elevada no presente e à sua secundarização em relação às renováveis. Como verificado no cenário de referência, as centrais a gás natural operam no máximo a cerca de 30% da sua capacidade total instalada. Deste modo, assume-se que esta tecnologia opera na mesma proporção para os cenários futuros, pelo que foram consideradas as capacidades instaladas presentes na Tabela 6. Em relação às centrais a biomassa, é esperado um aumento gradual da capacidade instalada.

Tabela 6 – Evolução da capacidade instalada das centrais a carvão, gás natural e biomassa até 2050 em Portugal.

Centrais Térmicas [MW]	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão	1800	1421	568	0	0	0	0
Gás Natural ¹	4768 (1845 ²)	4750 (1838 ²)	4746 (1837 ²)	4883 (1890 ²)	4597 (1779 ²)	4640 (1796 ²)	4771 (1846 ²)
Biomassa ¹	606	760	970	1217	1473	1787	1880

¹ Cogeração incluída.

² Capacidade instalada das centrais térmicas a gás natural consideradas no EnergyPLAN pelas razões alegadas acima e na Seção 4.2.6.

Capítulo 4 – Caso de estudo

Por falta de dados concretos relativos à evolução da repartição do consumo de energia primária de carvão, gás natural e biomassa, assumiu-se que a evolução do consumo de cada um destes combustíveis segue proporcional à evolução das respetivas capacidades instaladas.

A Tabela 7 apresenta o consumo primário de cada um dos três combustíveis assumidos dentro do horizonte temporal considerado.

Tabela 7 – Evolução do consumo de energia primária (carvão, gás natural e biomassa) até 2050 em Portugal.

Consumo Energia Primária [TWh]	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão	32,8	25,9	10,35	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	13,14	13,09	13,08	13,46	12,67	12,79	13,15
Biomassa	7,01	7,68	11,22	14,07	17,03	20,66	21,74

4.3.1.2.2. Centrais Hídricas Despacháveis

O aproveitamento do potencial hidroelétrico em Portugal é significativo, no entanto são esperados mais novos investimentos no setor até 2025.

A evolução da capacidade nas centrais hídricas vem da implementação de novos aproveitamentos hídricos e reforços de potência em centrais existentes.

De acordo com o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) [79], serão feitos investimentos num horizonte até 2025 cujas capacidades instaladas e períodos de entrada de funcionamento estão descritos na Tabela 8.

Tabela 8 – Aproveitamentos hídricos que serão instalados até 2025 no âmbito do PNBEPH [79].

Aproveitamentos	Tipo de Aproveitamento	Capacidade a instalar [MW]	Início de Concessão
Foz Tua	Albufeira	234	2015
Fridão	Albufeira	163	2016
Padroselos	Albufeira	113	Até 2020
Gouvães	Albufeira	112	2016
Daivões	Albufeira	109	2016
Alto Tâmega	Albufeira	160	2016
Almourol	Fio-de-água	78	Até 2020
Pinhosão	Albufeira	77	Até 2020
Girabolhos	Albufeira	72	2015
Alvito	Albufeira	48	2015
Venda Nova III ¹	Albufeira	736	2015
Salamonde II ¹	Albufeira	207	2015
Paradela II ¹	Albufeira	318	2016
Carvão-Ribeira ¹	Albufeira	550	Até 2025

¹ Reforços de potência.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

Conforme apresentado na Tabela 8, serão incrementados 2349 MW em centrais hídricas com albufeira e 78 MW em centrais de fio-de-água até 2020 e 550 MW de centrais com albufeira até 2025. Em relação às pequenas centrais hídricas, que funcionam em regime PRE, a evolução tem em conta as tendências apresentadas pelo Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico (RMSA) [86]. Verifica-se, assim, que as PCH terão 500, 550 e 620 MW instalados em 2020, 2025 e 2030, respetivamente.

Para qualquer um dos aproveitamentos hídricos, assume-se que é atingida a saturação a partir de 2030, isto é, que não haverá mais investimentos no setor no período entre 2030 e 2050.

Relativamente à evolução da capacidade de armazenamento das centrais hídricas com albufeira, determinou-se a partir da equação (3):

$$E_{armaz} = \frac{V\rho gh}{3600} \times 10^{-9} \quad (3)$$

A equação (3) traduz a capacidade de armazenamento, em GWh, que uma albufeira de volume (m^3), V , e cota útil (m), h , pode reter, onde, ρ , representa a densidade da água (kg/m^3) e, g , a aceleração da gravidade (m^2/s).

A Tabela 9 resume as características de cada um dos aproveitamentos hídricos bem como a capacidade de armazenamento obtida. Pode-se contabilizar um incremento total da capacidade de armazenamento nas albufeiras de 371 GWh para 2025. De 2025 em diante é assumido que a capacidade de armazenamento nas albufeiras é a mesma, pois considera-se saturação do potencial hídrico em Portugal.

Relativamente à bombagem hidroelétrica, de acordo com as projeções do PNBEPH [79], verifica-se um incremento de 2893 MW até 2020 e de 550 MW entre 2020 e 2025 [79].

Tabela 9 – Características das albufeiras de alguns dos aproveitamentos hídricos considerados [79].

Aproveitamentos	Cota útil [m]	Volume da albufeira [m ³]	Capacidade de Armazenamento [GWh]
Foz Tua	118	3,10E+08	99,58
Fridão	64	1,95E+08	33,97
Padroselos	199	1,02E+08	55,26
Gouvães	620	1,30E+07	21,94
Daivões	67	6,60E+07	12,04
Alto Tâmega	77	9,60E+08	20,12
Pinhosão	171	6,80E+07	31,65
Girabolhos	114	1,43E+08	44,38
Alvito	92	2,09E+08	52,34

Num horizonte alargado, não é suficientemente trivial prever a evolução do índice de produtibilidade das centrais hídricas ou, mais precisamente, a evolução dos padrões de precipitação. Deste modo, considerou-se o índice de produtividade deste setor constante e igual ao de 2014 (1,27). Embora este valor represente um ano favorável na produção de eletricidade a partir de centrais hídricas, decidiu-se, ainda assim, usá-lo como referência, uma vez que um dos objetivos principais desta dissertação é analisar cenários com elevada penetração renovável.

Capítulo 4 – Caso de estudo

A evolução da afluência anual às barragens considerou-se evoluir conforme o aumento da capacidade de armazenamento das albufeiras previsto. Deste modo, considerou-se uma afluência anual de 7,985 TWh em 2020, que se mantém constante até 2050.

4.3.1.2.3. Centrais renováveis não-despacháveis

Dentro das tecnologias renováveis não-despacháveis, as centrais eólicas *onshore* são as que mais participação têm no sistema eletroprodutor português atual. Entre 2006 e 2009 a tecnologia eólica *onshore* registou o seu maior crescimento em Portugal [87]. Desde então, a capacidade tem aumentado mais suavemente, prevendo-se atinja a saturação entre 2040 e 2050 [88]. De acordo com algumas projeções, é esperada uma capacidade instalada de 5099 MW em 2020 [89] chegando aos 7300 MW em 2050 [90].

A fotovoltaica encontra-se numa fase inicial de implementação, sendo esperado, contudo, que a capacidade instalada aumente significativamente no futuro. A Figura 16 apresenta esse crescimento, onde se verifica um forte aumento a partir de 2020 e um abrandamento a partir de 2035, atingindo os 8 GW instalados em 2050 [83].

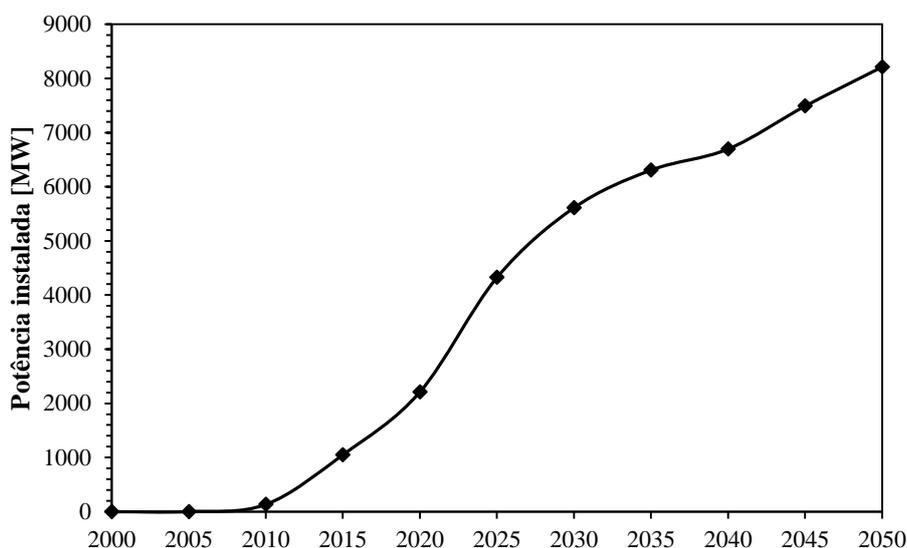


Figura 16 – Evolução da potência instalada de fotovoltaica em Portugal até 2050 [83].

As fontes eólicas *offshore* e das ondas encontram-se em fase de demonstração, com testes realizados a partir de protótipos comerciais. Portugal está envolvido ativamente em projetos de desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, como, por exemplo, o do protótipo à escala real de uma turbina *WindFloat*, baseada em tecnologia de plataforma flutuante e equipada com um aerogerador *Vestas V80* de 2 MW [91].

Em relação a projetos realizados no âmbito da energia das ondas, são realçados três: a central do Pico, em 1990, com 400 kW; o projeto PELAMIS de 2,25 MW em 2008; mais recentemente, em 2012, o projeto *WaveRollar* de 1 MW em Peniche [91].

Apesar da ainda imaturidade evidente por estas tecnologias, espera-se que as centrais eólicas *offshore* e das ondas atinjam capacidades instaladas na ordem dos 1000 MW até 2050 [91].

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

Relativamente às tecnologias com valores de capacidade não discriminados em [83], nomeadamente a eólica *offshore* e ondas, consideram-se os presentes em [91], sendo que para os anos intermédios se fez uma interpolação.

A Tabela 10 mostra, portanto, as capacidades instaladas de cada uma das tecnologias renováveis consideradas nesta seção que servem como *input* no EnergyPLAN.

Tabela 10 – Capacidade instalada em Portugal da eólica on e offshore, fotovoltaica e ondas até 2050.

Tecnologias	Capacidade Instalada [MW]						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Eólica <i>onshore</i>	5099	5555	6010	6100	7000	7100	7300
Eólica <i>offshore</i>	50	174	280	424	604	820	1067
Fotovoltaica	2212	4325	5613	6309	6698	7491	8214
Ondas	5	34	51	223	502	784	1001

Assumindo a concretização destas projeções de capacidade instalada de centrais eólicas *offshore* e ondas, ambas as tecnologias estarão a injetar potência na rede elétrica portuguesa a partir de 2020. Assim como estabelecido para as outras fontes renováveis não-despacháveis na Seção 3.2.1.2., é importante conhecer o perfil de produção diária destas fontes. Existe, contudo, ainda escassez de dados que representem o perfil de produção horário destas tecnologias. Por isso, foram tomadas algumas simplificações.

No caso da eólica *offshore*, seguindo a abordagem semelhante de um estudo semelhante [61], utilizou-se a mesma distribuição temporal da eólica *onshore*, aplicando um fator de correção no EnergyPLAN. Este fator de correção permite aumentar a produção de energia anual da tecnologia sem aumentar a capacidade instalada. A aplicação deste fator de correção na tecnologia eólica *offshore* é importante na simulação do perfil de produção desta tecnologia, uma vez que o seu potencial e fator de capacidade é superior à eólica *onshore* [92].

Quanto ao perfil de produção de centrais de aproveitamento da energia das ondas, foi possível obter dados de três em três horas de produção da estação WAVEWATCH III [93]. Os dados fornecem a altura e período da onda caraterísticos da estação. Através destes dados, foi possível determinar o fluxo de energia por unidade de comprimento de onda fornecida pela estação, P (em kW/m), recorrendo-se às equações (4) e (5), considerando águas profundas:

$$T_e = 0,857T_p \quad (4)$$

$$P = 0.49H_s^2T_e \quad (5)$$

Na equação (5), os parâmetros H_s e T_e representam a altura significativa da onda (em metros) e o período (em segundos), respetivamente.

Capítulo 4 – Caso de estudo

Uma vez que se tratam de dados trihorários, foi necessário convertê-los para uma base horária. Para isso, recorreu-se a uma rotina no *MATLAB* que permite obter o perfil horário de produção na sua totalidade baseado em interpolações. A Figura 17 apresenta a série horária de produção obtida para esta tecnologia.

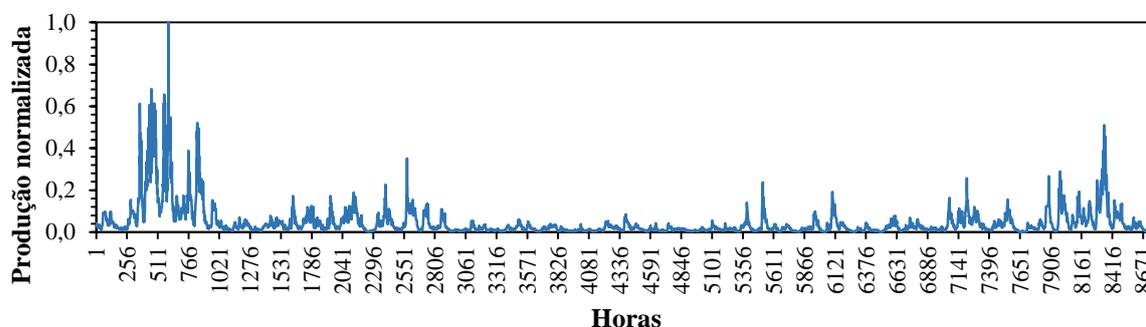


Figura 17 – Produção anual normalizada para a tecnologia das ondas.

4.3.1.3. Interligações

A REN e a REE têm desenvolvido ações conjuntas de planeamento e reforço da capacidade de interligação. A evolução das interligações segue as projeções expostas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA). Deste modo, assume-se que a partir de 2020 a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha é de 3000 MW [86].

4.3.2. Sistema de Transportes Nacional

Com o intuito de avaliar o potencial futuro do VE no sistema elétrico português, torna-se indispensável perceber a estrutura e constituição da frota nacional de veículos ligeiros de passageiros, o setor cujo VE tem maior potencial de implementação.

4.3.2.1. Evolução do Parque Automóvel

O parque de veículos ligeiros de passageiros pode ser dividido em três frotas distintas: os veículos de combustão interna (VCI), os veículos híbridos (VH) e os veículos elétricos (VE). Os veículos de combustão interna funcionam a gasolina ou *diesel* enquanto os híbridos podem também funcionar a eletricidade.

Atualmente, a esmagadora maioria do parque automóvel português é puramente constituído por VCI, existindo uma percentagem muito residual de VH e de VE. Contudo, as projeções apontam para um crescimento da incorporação de VH e VE, que surgem como uma alternativa mais eficiente e limpa, quando carregados a partir de eletricidade renovável [94].

De modo a perceber de que forma as diferentes frotas de veículos vão evoluir em Portugal até 2050, assumiram-se as projeções já estudadas em [57].

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

A Figura 18 representa a evolução das cinco frotas de veículos consideradas em Portugal ao longo dos próximos 35 anos. Em 2050 espera-se que a frota total de veículos seja constituída em 38,6% por VCI, 33,7% por VE e 27,6% VH.

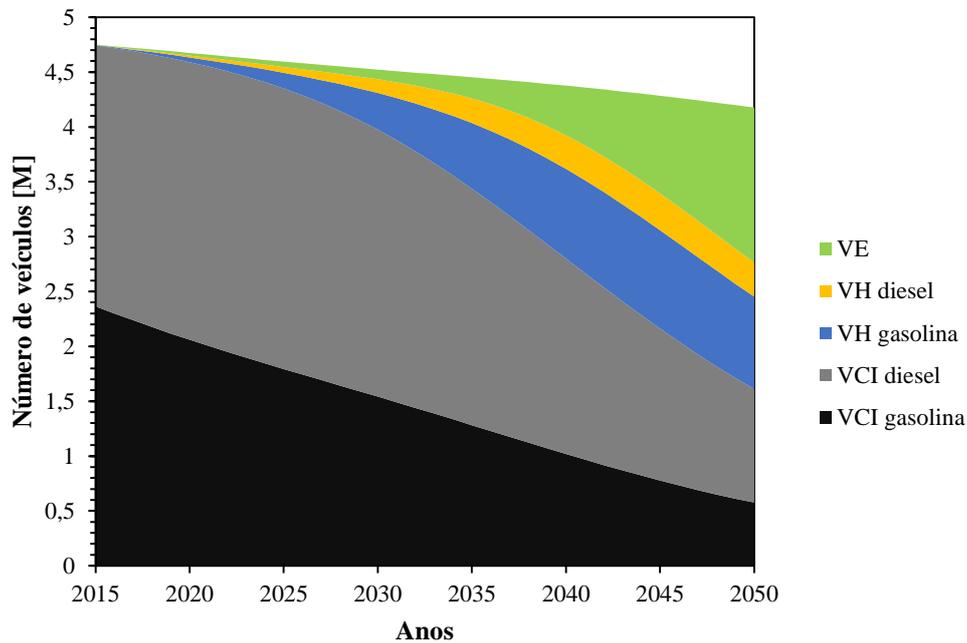


Figura 18 – Evolução das frotas de veículos de passageiros até 2050 [57].

4.3.2.2. Consumo de energia de veículos

Dentro de toda a frota automóvel, cada um dos tipos de veículos tem um consumo médio específico de energia distinto.

Os VCI são caracterizados por um consumo médio de 2,05 MJ/km, ou 0,569 kWh/km, no caso dos veículos a gasolina, e 2,02 MJ/km, ou 0,561 kWh/km, quando a *diesel* [95].

Para o caso dos VE e VH, assumiu-se uma autonomia típica de 125 a 150 km e um consumo de eletricidade médio de 0,2 kWh/km [96]. Ainda nos VH, considerou-se que estes apenas utilizam 5% da distância percorrida em modo de combustão interna [57].

Partindo da evolução de cada uma das frotas bem como do consumo médio dos seus veículos, é possível prever a evolução do consumo de energia anual de cada uma dessas frotas, representado na Tabela 11. Teve-se em conta, também, que cada veículo percorre diariamente uma distância de 35 km [57]. Pode-se verificar que a evolução do consumo anual de combustível ou eletricidade varia em proporcionalidade com a evolução do número de veículos que constitui cada uma das frotas consideradas. Em 2050, espera-se um consumo de 4,50 TWh de gasolina, 7,57 TWh de *diesel* e 6,42 TWh de eletricidade dentro do setor dos transportes em Portugal.

Capítulo 4 – Caso de estudo

Tabela 11 – Consumo anual de energia primária das frotas de veículos VCI, VH e VE até 2050.

Consumo Anual de Energia Primária [TWh]	Veículos Combustão Interna		Veículos Híbridos			Veículos Elétricos
	Gasolina	<i>Diesel</i>	Gasolina	<i>Diesel</i>	Eletricidade	Eletricidade
2020	15,03	18,19	0,02	0,01	0,14	0,06
2025	13,09	18,37	0,05	0,02	0,48	0,12
2030	11,25	17,48	0,12	0,05	1,12	0,22
2035	9,35	15,50	0,22	0,08	2,00	0,50
2040	7,44	12,79	0,30	0,11	2,74	1,16
2045	5,67	9,95	0,33	0,12	3,00	2,28
2050	4,20	7,45	0,31	0,11	2,81	3,61

4.3.2.3. Veículos Elétricos (VE)

De forma a analisar a integração do VE num sistema elétrico, é necessário compreender quais as suas características, a nível de estrutura física e elétrica, bem como os padrões de mobilidade e de carregamento, e se são providenciados serviços de regulação à rede. As Seções 4.3.2.3.1, 4.3.2.3.2, 4.3.2.3.3 e 4.3.2.3.4 descrevem cada uma destas características que serão tidas em conta para a construção dos cenários futuros no modelo do EnergyPLAN.

4.3.2.3.1. Dimensionamento do parque VE

Dada a evolução da frota de VE, é importante ter em conta parâmetros técnicos tais como a capacidade de armazenamento e conexão à rede elétrica.

O modelo do EnergyPLAN integra os VE como um todo, o que significa que a evolução da capacidade de armazenamento disponível e a conexão à rede correspondem à totalidade da frota.

Assumiu-se que toda a frota de VE está equipada com baterias do tipo lítio, cujas capacidades correspondem a 13,0 kWh e 26,7 kWh para o caso de veículos híbridos e elétricos, respetivamente [57][96]. A eficiência típica das baterias do tipo lítio encontram-se numa gama de 80-95%, sendo que foi assumido que estas operam no limite máximo da sua eficiência [57].

Relativamente à conexão com a rede elétrica, considerou-se que o carregamento é efetuado a 230 V (corrente alternada) e 16 A, resultando numa potência de 3,7 kW [97].

Tendo em conta estes pressupostos, o dimensionamento da frota de VE até 2050, é o que consta na Tabela 12. Pode-se verificar que em 2050 se tem uma capacidade de armazenamento total de, aproximadamente, 53 GWh, e uma potência de 9482 MW de ligação à rede.

Tabela 12 – Características elétricas da frota total de VH e VE.

Anos	Veículos Híbridos		Veículos Elétricos	
	Capacidade da bateria [GWh]	Potência de ligação à rede [MW]	Capacidade da bateria [GWh]	Potência de ligação à rede [MW]
2020	0,77	220,35	0,65	89,68
2025	2,56	728,34	1,29	178,60
2030	5,98	1702,25	2,34	324,77
2035	10,67	3037,12	5,17	716,97
2040	14,63	4164,03	12,08	1674,70
2045	16,03	4561,26	23,76	3292,18
2050	15,00	4269,22	37,62	5213,02

4.3.2.3.2. Padrões de mobilidade

Para este estudo, assumiu-se que o ciclo de mobilidade de um veículo é o mesmo, para qualquer que seja o tipo de frota que constitui.

Os períodos do dia durante os quais um VE está em mobilidade ou parado, ou seja, quando está a consumir energia da bateria e quando está ligado à rede, respetivamente, constituem informação essencial para a modelação de um sistema elétrico com VE.

Deste modo, dados estatísticos relativos aos padrões de mobilidade típicos dos veículos devem ser incluídos no modelo. Estes padrões são tipicamente diferentes de região para região e, por isso, a um nível nacional, devem ser obtidos através de uma média dos padrões de mobilidade nacional suficientemente representativos [57].

O modelo do EnergyPLAN requer uma distribuição do consumo requerido para a mobilidade dos VE, numa base horária, que é utilizada para calcular a energia que está a ser retirada da bateria durante a deslocação dos veículos [48]. A série temporal deve ser baseada nos padrões de mobilidade.

Até à data, foi realizado um estudo pelo Instituto Nacional de Estatística (INE) que caracterizou os padrões de mobilidade de 200000 condutores na área metropolitana do Porto [98]. A nível nacional, dada a similaridade entre os padrões de mobilidade de região para região, este estudo foi considerado representativo para este trabalho [57].

Os padrões de mobilidade considerados estão ilustrados na Figura 19, representados pela probabilidade dos veículos estarem em deslocamento. Os padrões de mobilidade são divididos em dias de semana (Figura 19a) e em dias de fim de semana (Figura 19b), uma vez que para cada um destes dois períodos existem padrões distintos e, por consequência, o consumo é diferente.

Na Figura 19(a) verificam-se três períodos distintos de tráfego mais intenso e que podem ser destacados: 7-9:00, 12-14:00 e 18-19:00, que correspondem aos períodos em que geralmente as populações efetuam o seu percurso de casa-trabalho e vice-versa. Em relação à Figura 19(b), verifica-se um comportamento diferente, resultado de um padrão de mobilidade mais irregular. Pode-se analisar que existe menos mobilidade no período matinal e que esta começa mais tarde (a partir das 10:00). É possível perceber, também, elevado tráfego durante o resto do dia, especialmente entre as 14:00 e 16:00.

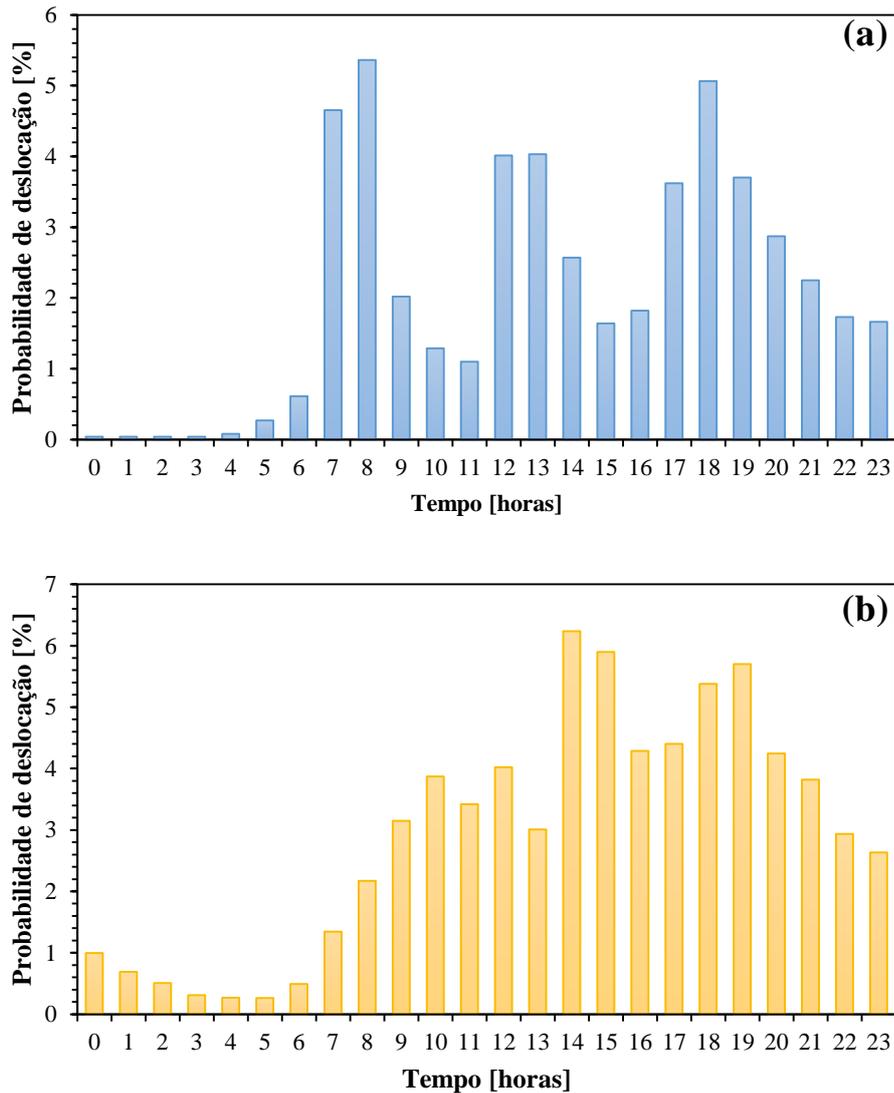


Figura 19 – Probabilidade de deslocação de um veículo de passageiros: (a) dias de semana; (b) fim de semana.

4.3.2.3.3. Descarregamento da bateria de um VE

Como verificado na seção anterior, os padrões de mobilidade são caracterizados pela probabilidade de um veículo estar em deslocação em cada hora. Assim, probabilidades maiores significam que existem mais veículos em deslocação e, por conseguinte, mais energia a ser descarregada das baterias. Considera-se que a probabilidade de deslocação é diretamente proporcional à energia descarregada da bateria de um VE.

A energia descarregada da bateria por mobilidade de uma frota VE em cada instante horário i , $(t_{V2G})_i$, é dada por [48]:

$$(t_{V2G})_i = \left(D_{V2G} \times \frac{(\delta_{V2G})_i}{\sum_1^{8784} \delta_{V2G}} \right) \times \eta \quad (6)$$

Na equação (6), D_{V2G} representa o consumo anual de VE, $(\delta_{V2G})_i$ o consumo de VE para cada instante horário i e que é diretamente proporcional à probabilidade de deslocação no mesmo instante e η a eficiência associado à conexão entre a rede e o veículo.

A partir da aplicação da equação (6), foi possível obter a distribuição anual referente ao consumo de eletricidade normalizado de uma frota de VE que é utilizada no modelo do EnergyPLAN e que está apresentada na Figura 20.

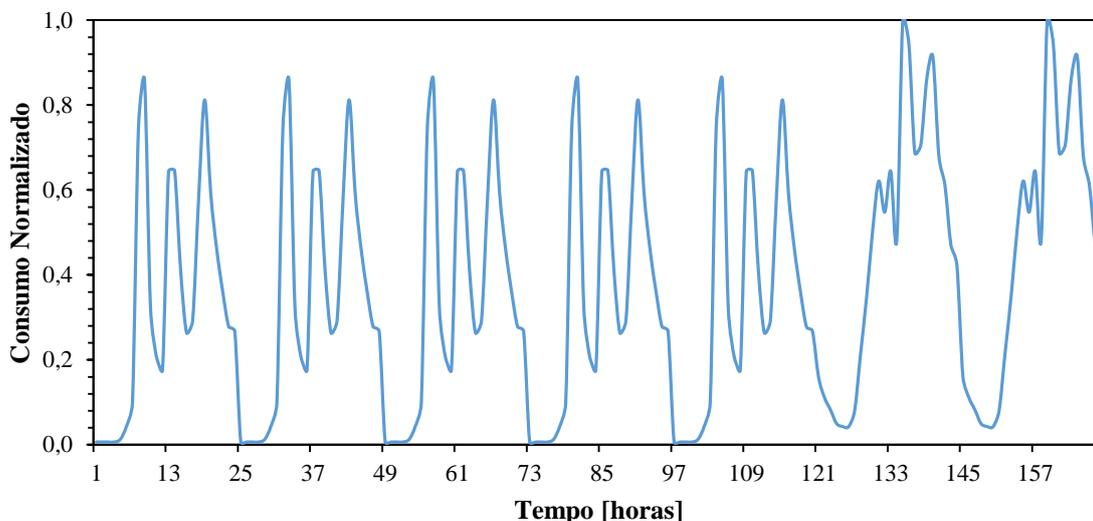


Figura 20 – Consumo semanal normalizado de um VE.

4.3.2.3.4. Estratégias de Carregamento

O carregamento dos VE pode ser feito de acordo com as preferências do utilizador ou por determinação do operador de rede.

De acordo com a Rede Nacional de Mobilidade Elétrica [99], existem dois tipos de carregamento: o carregamento normal, cuja duração de carregamento é entre 6 a 8 horas, e o carregamento rápido caracterizado por um carregamento entre 20 a 30 minutos. A possibilidade de gestão da rede é tanto maior quanto mais tempo o VE se mantenha ligado ao sistema elétrico. Dentro destes dois tipos, existem quatro estratégias de carregamento diferentes que são produto do comportamento dos utilizadores e da sua interação com a rede: (1) carregamento sem controlo ou não inteligente; (2) carregamento multi-tarifa; (3) carregamento inteligente; (4) carregamento inteligente incluindo V2G [100]. O modelo do EnergyPLAN considera as estratégias de carregamento não inteligente (*dump*) e inteligente (*smart*) [48][101], pelo que serão estas as estratégias consideradas.

No modelo de carregamento não inteligente é assumido que os condutores carregam livremente os veículos. Este modelo de carregamento é baseado apenas nas necessidades e hábitos dos condutores. Os VE encontram-se ligados sempre que estejam estacionados e, durante esse período, o carregamento é efetuado até encher a bateria [100]. Embora de fácil utilização, a infraestrutura existente obriga a certos limites de integração de VE [102]. Se o sistema não incluir alguma regulação, o carregamento de VE a larga escala pode contribuir para o aumento significativo do consumo descontrolado de eletricidade e pôr em causa a estabilidade do sistema elétrico [102].

O modelo de carregamento inteligente assenta na interação entre os VE e uma infraestrutura controlada pelo operador da rede elétrica. Deste modo, o carregamento é otimizado e baseado no preço da tarifa de eletricidade ou da carga disponível para carregamento. O operador tem o controlo de todos os VE que estão conectados à rede a cada instante. Para isso, os utilizadores

Capítulo 4 – Caso de estudo

devem-se manter ligados pelo tempo que comunicam no início do carregamento. Esta comunicação bidirecional entre os VE e o operador de rede dependem da aplicação dos conceitos de *Smart Grid* às redes onde se processa o carregamento de VE. A aplicação destas estratégias a uma frota de VE permite a gestão de carregamento, garantindo em todos os instantes o balanço entre o consumo e produção [100].

Como já referido no Capítulo 2, V2G é um sistema em que os VE funcionam como sistemas de armazenamento. Deste modo, existe um fluxo bidirecional de eletricidade entre os VE e a rede elétrica. Os VE são controlados e monitorados pelo operador de rede de acordo com as necessidades do sistema elétrico. As baterias dos VE são carregadas durante os períodos em que o consumo de eletricidade é baixo e descarregam para a rede nos períodos quando a geração de eletricidade não é suficiente para suprir a totalidade do consumo [103].

Tal como nas variáveis *input* requeridas para a modelação do setor de eletricidade, o EnergyPLAN requer, também, uma distribuição horária que distinga os dois modelos de carregamento considerados e, por isso, caracterize o consumo associado à mobilidade.

No caso do carregamento não inteligente, o EnergyPLAN considera que o consumo dos veículos que incluam esta estratégia de carregamento corresponde apenas num consumo adicional, não oferecendo nenhum auxílio à rede. A distribuição horária para o consumo de VE utilizando o carregamento não inteligente foi feito assumindo duas análises: como primeira análise, considerou-se que este carregamento é efetuado sempre que um VE está estacionado. Desta forma, a distribuição base para caracterizar este carregamento parte da complementaridade da distribuição que caracteriza os padrões de mobilidade (ou seja, o objetivo é representar quando os VE estão parados a carregar e a consumir a eletricidade adicional). A segunda análise refere-se a uma segunda distribuição que resulta de uma função aleatória cuja componente estocástica permite representar o carregamento imprevisível dos utilizadores. A distribuição horária resulta da média ponderada entre as duas distribuições consideradas, sendo que para a segunda se assumiu uma componente de 15%.

Quanto ao carregamento inteligente, o EnergyPLAN utiliza-o durante os períodos dos quais é verificado excedente de produção. No entanto, o modelo requer da distribuição horária do consumo para que possa gerir da melhor forma possível o carregamento. Neste caso, para o modelo interessa saber quando os VE estão em mobilidade. Portanto, a distribuição horária do consumo inteligente é a mesma distribuição que caracteriza os padrões de mobilidade.

Embora outros estudos tenham mostrado que uma percentagem inferior a 10% da frota total de veículos circule em simultâneo [104], assume-se que, para efeitos da simulação no EnergyPLAN, 20% dos veículos está em circulação nos períodos de ponta [104]. Assume-se, também, que 70% dos veículos estacionados estão ligados à rede [104].

4.3.3. Gestão do Excesso de Produção

Considerou-se não existir capacidade de interligação nos cenários futuros por duas razões: (1) a semelhança de produção renovável entre Portugal e Espanha traduz-se num fraco potencial de exportação para Portugal; (2) quer-se analisar preferencialmente a capacidade interna de satisfação do consumo total de eletricidade e as possibilidades de armazenamento de eletricidade por bombagem hidroelétrica e carregamento de VE.

Contudo, o EnergyPLAN na sua versão atual não permite ao utilizador gerir o excesso de eletricidade (CEEP), isto é, não é possível canalizar o excesso para os vários sistemas de

armazenamento de acordo com o critério do utilizador. O modelo usa a seguinte ordem de mérito para a energia remanescente: 1º exportação, 2º bombagem hidroelétrica e 3º carregamento inteligente de VE.

Relativamente ao excesso de produção, considerou-se que o operador de rede dá prioridade à bombagem até ao valor em que deixa praticamente de existir em todos os momentos excesso de energia na rede. Esse valor, apurado por tentativa erro, definiu-se no modelo como sendo o da capacidade de bombagem. A partir daí o restante excesso é direcionado para o carregamento de VE, contornando-se, desta forma, a limitação do modelo. Embora a capacidade instalada de bombagem seja superior e pudesse absorver todo o excesso de energia, do ponto de vista de operação da rede é preferível canalizar uma parte do excedente de produção para os VE, pois as perdas são menores, e portanto esta é uma abordagem mais realista.

Assim, para simular esta estratégia nos cenários em que existe carregamento inteligente (2040, 2045 e 2050), considerou-se uma potência nominal de bombagem de 3600 MW, que representa o valor a partir do qual se registam valores de excesso de produção inferiores a 1% do total de produção de eletricidade.

4.3.4. Investimentos e Custos Fixos de O&M

A análise económica de cada um dos cenários é feita a partir dos custos da evolução previsível do sistema eletroprodutor português. Neste sentido, vão ser analisados dois parâmetros: o custo de investimento, C_{inv} , e o custo fixo de operação e manutenção, $CF_{O\&M}$, [105]. O primeiro está associado à implementação de novas tecnologias num período entre dois cenários. O segundo refere-se ao custo requerido de operação de cada tecnologia e é determinado tendo em conta a capacidade total instalada num cenário.

O custo de investimento de uma tecnologia é determinado para a capacidade a instalar em função do custo de capital por unidade de potência. O custo de capital é diferente entre tecnologias e, portanto, cada uma delas terá investimentos distintos. Por exemplo, no caso das centrais hídricas, os custos de capital envolvem, principalmente, os custos associados à construção civil do aproveitamento, ao equipamento eletromecânico (geradores e turbinas) e às instalações elétricas [106]. Nas centrais eólicas, os custos de capital abrangem, nomeadamente, os custos da turbina, da torre e custos relativos à interligação à rede elétrica [53]. Para o fotovoltaico, os principais custos incluem a dos módulos, a sua instalação, as infraestruturas e os custos associados a outros equipamentos tais como inversores e transformadores [107]. Além disso, os custos de capital de cada tecnologia variam, também, ao longo dos anos, uma vez que quanto mais madura uma tecnologia se torna, mais competitiva se torna no mercado.

O custo de investimento é calculado para um período de 5 anos, correspondente ao intervalo entre os cenários considerados. É definido pela equação (7) [48]:

$$C_{inv} = \Delta P_t \times CU_t \quad (7)$$

Na expressão, ΔP_t representa a potência total instalada entre dois cenários de uma tecnologia t , em MW, e CU_t o custo de capital unitário, em €/MW, associado a essa mesma tecnologia.

A Figura 21 apresenta as evoluções dos custos de capital de diferentes tecnologias num horizonte até 2050. As centrais térmicas a carvão e gás natural apresentam um custo de capital constante de 1800 €/kW e 800 €/kW, respetivamente, até 2050. Por outro lado, as centrais renováveis, nomeadamente a fotovoltaica, a eólica, a biomassa e ondas, mostram variações do custo de capital resultado do espetável amadurecimento e investimento destas tecnologias. Por

Capítulo 4 – Caso de estudo

exemplo, é esperado que o custo de capital das centrais fotovoltaicas atinja os 425 €/kW em 2050 e a eólica *onshore* e *offshore* alcance os 1075 €/kW e os 2093 €/kW, respetivamente [108].

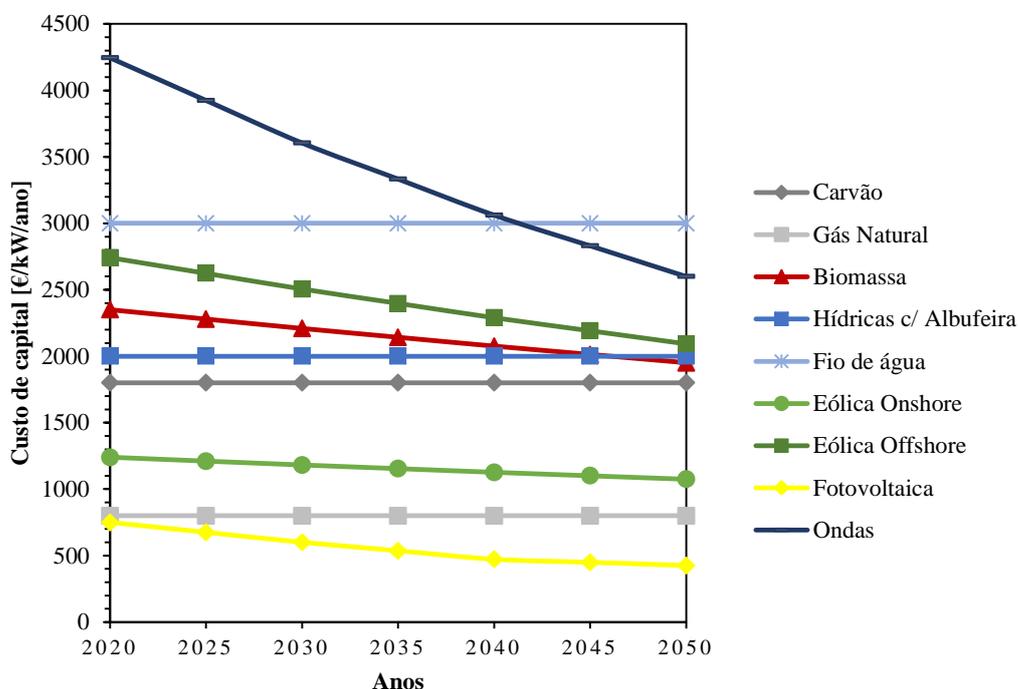


Figura 21 – Evolução dos custos unitários de investimento por tecnologia até 2050 [108].

Os custos anuais fixos de operação e manutenção correspondem às despesas necessárias que mantêm uma tecnologia em funcionamento. Incluem, principalmente, manutenção técnica, custos de administração, honorários de funcionários e seguros [109]. Para cada ano, os custos anuais fixos de operação e manutenção, $CF_{O\&M,t}$, são calculados a partir da seguinte equação:

$$CF_{O\&M,t} = C_{instalada,t} \times C_{O\&M,t} \quad (8)$$

Na equação (8), $C_{instalada}$ representa a capacidade total instalada num ano (cenário) de uma tecnologia t e $C_{O\&M,t}$ o custo fixo de operação e manutenção unitário. A Tabela 13 apresenta os custos fixos de O&M unitários para cada uma das tecnologias. Por simplificação, considerou-se que este parâmetro económico é o mesmo em todos os anos de análise. Os preços são atuais, considerando-se que o progressivo amadurecimento das tecnologias amortiza a tendência de subida destes custos com o tempo em virtude da inflação, sendo o balanço nulo, o que está de acordo com referência [108].

Tabela 13 – Custo fixo de operação e manutenção das tecnologias.

Tecnologias	Custo Fixo O&M unitário	Referências
	[€/kW]	
Térmicas a carvão	36,1	[110]
Térmicas a gás natural	28,2	[110]
Hídricas c/ albufeira	24	[108]
Fios de água	18	[110]
Eólica <i>onshore</i>	41	[110]
Eólica <i>offshore</i>	128	[110]
Fotovoltaica	30	[110]
Biomassa	135	[110]
Ondas	135	[108]

4.3.5. Sumário

A cenarização futura foi estabelecida conforme a evolução do sistema elétrico e de transportes até 2050. Deste modo, para analisar uma evolução concisa dos sistemas, decidiu-se que cada cenário representaria um ano futuro até 2050 de 5 em 5 anos: 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 e 2050.

A Tabela 14 descreve sumariamente cada cenário que está de acordo com as projeções analisadas ao longo de todo o Capítulo 3.

Tabela 14 – Descrição dos Cenários Futuros.

Cenário 1: 2020	Este cenário encontra o sistema elétrico numa fase de transição. Inclui o resultado de investimentos significativos em tecnologias fotovoltaicas, nomeadamente, onde é esperado que a capacidade total instalada chegue aos 2212 MW, e em centrais hídricas com albufeira, quer na construção de novas barragens como no reforço de potência das existentes. Duas novas tecnologias que começam a injetar potência na rede, ainda que seja com uma capacidade instalada muito reduzida: eólica <i>offshore</i> e ondas. No consumo de eletricidade, considera-se um ligeiro aumento de 4864 GWh. Surge, também, uma pequena percentagem de VE que procedem unicamente ao carregamento não inteligente. O armazenamento de energia faz-se apenas nas centrais hídricas com albufeira com recurso à bombagem.
Cenário 2: 2025	Este cenário pouco difere operacionalmente do cenário 1. É a partir daqui que as centrais hídricas atingem o seu ponto de saturação. A capacidade instalada de fotovoltaica aumenta substancialmente, sendo esperados 4325 MW instalados no parque electroprodutor. A frota de VE cresce para o dobro comparativamente ao cenário 1. O carregamento não inteligente continua a ser a estratégia de carregamento adotada pelos condutores de VE. A forma de armazenamento de energia mantém-se.

Capítulo 4 – Caso de estudo

Cenário 3: 2030	Neste cenário verifica-se uma redução substancial da capacidade instalada de centrais térmicas a carvão, resultado de esforços na redução de emissões de GEE e de uma aposta cada vez maior nas renováveis, por parte do governo. Dentro das renováveis, a fotovoltaica continua a mostrar um crescimento mais significativo. O carregamento de VE inclui 50% não inteligente e 50% inteligente. Os VE começam a assistir o sistema elétrico como sistema de armazenamento através do modelo V2G, juntamente com a bombagem hidroelétrica.
Cenário 4: 2035	Neste cenário, as centrais térmicas a carvão deixam de fazer parte do sistema eletroprodutor português. É esperado que as centrais fotovoltaicas atinjam uma capacidade instalada de 6309 MW. A frota de VE continua a ganhar importância no sistema elétrico português, contando com um consumo anual de 2,49 TWh (incluindo o consumo de eletricidade de VH <i>plug-in</i>). O carregamento de VE é feito 75% no modo inteligente e 25% no modo não inteligente.
Cenário 5: 2040	As centrais eólicas <i>offshore</i> começam a ganhar relevo, contando com uma capacidade instalada de 604 MW. Os VE oferecem uma capacidade de armazenamento de 27 GWh. O carregamento dos VE é inteiramente inteligente, a partir deste cenário.
Cenário 6: 2045	No cenário 6, as centrais eólicas <i>offshore</i> e ondas atingem uma capacidade instalada de 820 MW e 784 MW, respetivamente. As centrais fotovoltaicas crescem para os 7491 MW instalados. A capacidade de armazenamento garantida por V2G é de 40 GWh.
Cenário 7: 2050	O cenário 7 é caracterizado por um parque eletroprodutor com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 32 GW. É esperado um consumo total de eletricidade de 79 TWh, incluindo 6,42 TWh de consumo de VE. A capacidade total de armazenamento por V2G evolui para 53 GWh.

A Figura 22 apresenta a variação da capacidade instalada por tecnologia e a Figura 23 apresenta a evolução da constituição do sistema eletroprodutor português até 2050.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

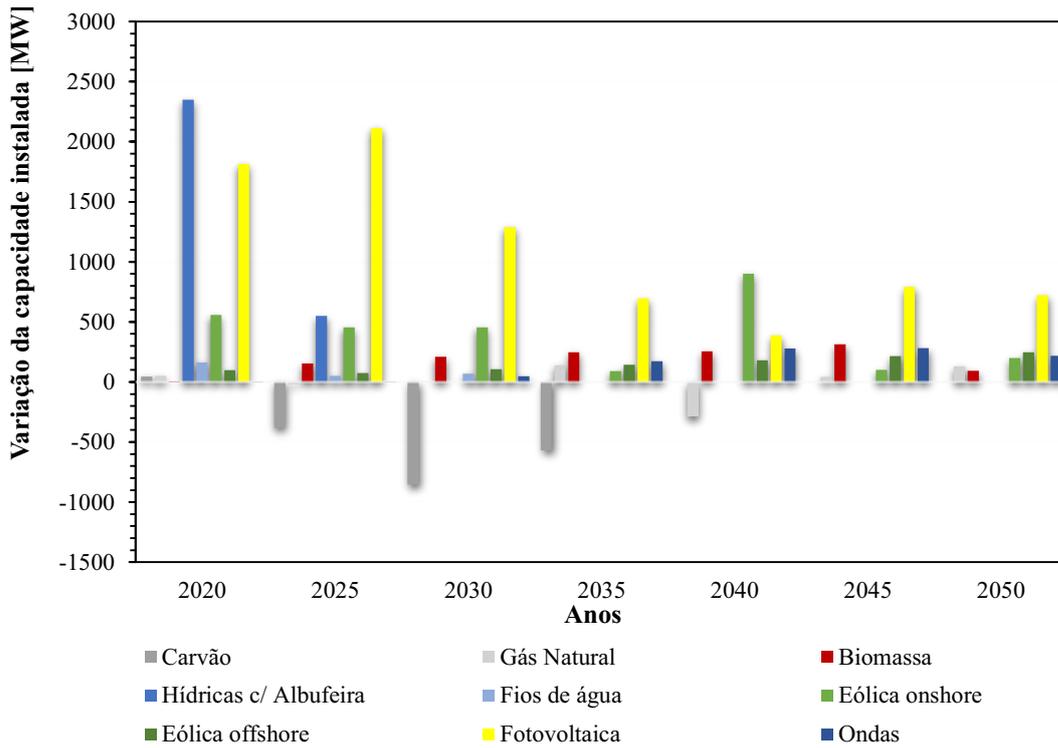


Figura 22 – Incremento da capacidade instalada por tecnologia até 2050.

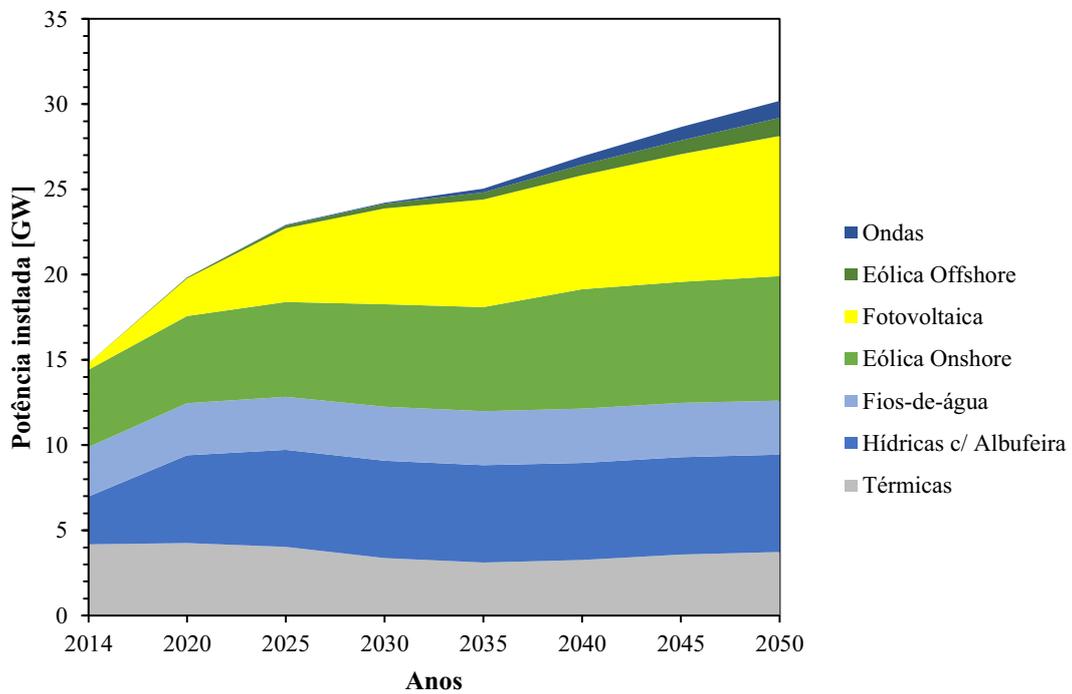


Figura 23 – Evolução da capacidade instalada, por tecnologia, em Portugal até 2050.

Capítulo 4 – Caso de estudo

A Tabela 15 sumaria a informação apresentada pela Figura 23.

Tabela 15 – Capacidade instalada, em GW, por tecnologia no sistema eletroprodutor português até 2050.

Cenários	Referência	1	2	3	4	5	6	7
Anos	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Capacidade Instalada [GW]								
Térmicas	4,18	4,25	4,02	3,37	3,11	3,25	3,58	3,73
Albufeiras	2,81	5,16	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
Fios-de-água	2,89	3,06	3,11	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Eólica <i>onshore</i>	4,54	5,10	5,55	6,01	6,10	7,00	7,10	7,30
Fotovoltaica	0,40	2,21	4,33	5,61	6,31	6,70	7,49	8,21
Eólica <i>offshore</i>	0,00	0,05	0,17	0,28	0,42	0,60	0,82	1,07
Ondas	0,00	0,01	0,03	0,05	0,22	0,50	0,78	1,00

5. Resultados

A simulação dos diferentes cenários no EnergyPLAN seguiu uma otimização técnica do sistema elétrico, ou seja, teve como principais objetivos minimizar o consumo de combustíveis fósseis, gerindo o excesso de produção de eletricidade conciliando as duas técnicas de armazenamento, em barragens e nas baterias dos VE.

A análise dos resultados é feita a partir de quatro parâmetros: (1) o consumo das cargas (simples e carregamento de VE) e produção anual por tecnologia; (2) informação ambiental que apresenta emissões anuais de CO₂ geradas para cada cenário; (3) análise dos parâmetros económicos relativos ao investimento e custos fixos de O&M; (4) e ainda uma análise detalhada de diagramas de carga e produção de três semanas exemplificativas de Inverno, Primavera e Verão. Os pontos (1), (2) e (4) são baseados nos resultados obtidos no EnergyPLAN.

5.1. Balanços anuais: consumo e produção

O consumo anual de eletricidade dos vários cenários, que incluem o consumo simples e carregamento dos veículos elétricos, bem como a produção por tecnologia, estão apresentados na Tabela 16.

É possível verificar que o consumo simples de eletricidade aumenta progressivamente. O consumo dos veículos elétricos está dividido nos dois modos de carregamento considerados (não inteligente e inteligente), sendo evidente o seu crescimento, principalmente, a partir de 2035 (cenário 4). Este crescimento é proporcional ao tamanho da frota de veículos elétricos considerada para cada um dos cenários. Estes resultados teriam invariavelmente de assim ser, pois derivam diretamente dos *inputs*.

Na seção da produção por tecnologia, regra geral, verifica-se um aumento ao longo dos cenários. Isto acontece por duas razões: aumento da capacidade instalada no caso das renováveis não- despacháveis e aumento da procura total de eletricidade. As centrais térmicas apresentam oscilações na sua produção entre cenários que vêm do desmantelamento das centrais a carvão, nomeadamente as variações entre 2020 e 2030. O aumento da produção de eletricidade fóssil entre 2035 e 2050 está associado ao aumento do consumo de eletricidade, nomeadamente o consumo associado aos veículos elétricos. As centrais hídricas despacháveis verificam também um aumento da produção líquida ao longo dos cenários, ainda que a capacidade instalada considerada para esta tecnologia se mantenha a partir de 2030. Este aumento está, também, relacionado com o aumento da procura de eletricidade, sendo que o EnergyPLAN recorre a esta tecnologia sempre que a produção das restantes fontes renováveis não é suficiente.

Capítulo 5 – Resultados

Tabela 16 – Consumo de eletricidade e produção para cada cenário obtidos pelo EnergyPLAN.

Cenários	Referência	1	2	3	4	5	6	7
Anos	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Consumo [TWh]								
Consumo simples	48,88	53,68	53,75	57,24	61,59	63,14	65,27	66,57
Veículos Elétricos	-	0,21	0,6	1,41	2,51	3,96	5,36	6,56
Carregamento não inteligente	-	0,21	0,6	0,67	0,62	-	-	-
Carregamento inteligente	-	-	-	0,74	1,89	3,96	5,36	6,56
Total	48,88	53,89	54,35	58,65	64,10	67,10	70,63	73,13
Produção [TWh]								
Térmicas	20,82	18,93	14,65	14,67	16,85	16,98	18,43	18,78
Hídricas despacháveis	6,95	7,29	8,13	8,77	8,68	9,76	10,26	10,97
Fios-de-Água	10,18	10,75	10,93	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18
Eólica <i>Onshore</i>	12,24	13,74	14,97	16,20	16,44	18,86	19,13	19,67
Fotovoltaica	0,57	3,70	7,21	9,35	10,51	11,16	12,48	13,69
Eólica <i>Offshore</i>	-	0,17	0,59	0,95	1,44	2,06	2,79	3,63
Ondas	-	0	0,01	0,02	0,09	0,21	0,32	0,41
Fator de capacidade	0,391	0,314	0,281	0,288	0,297	0,298	0,297	0,296

A Figura 24 apresenta a produção líquida por tecnologia, com base nos resultados apresentados na Tabela 16.

Pode-se verificar que as centrais térmicas mostram uma redução mais acentuada do seu abastecimento ao consumo entre o 2014 e 2025, caracterizada por um decréscimo de 15%. A fotovoltaica é, por outro lado, a tecnologia que maior crescimento apresentada no abastecimento ao consumo durante os próximos 35 anos. Em 2050, o abastecimento ao consumo é assegurado 30% por centrais eólicas (25% *onshore* e 5% *offshore*), 28% por centrais hídricas (14% hídricas c/ albufeira e 14% fio-de-água), 24% por centrais térmicas e 18% por centrais fotovoltaicas. A energia das ondas conta com uma produção de 0,41 TWh e uma penetração correspondente de 1% no mesmo ano. Desta forma, verifica-se uma penetração renovável de 76%.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

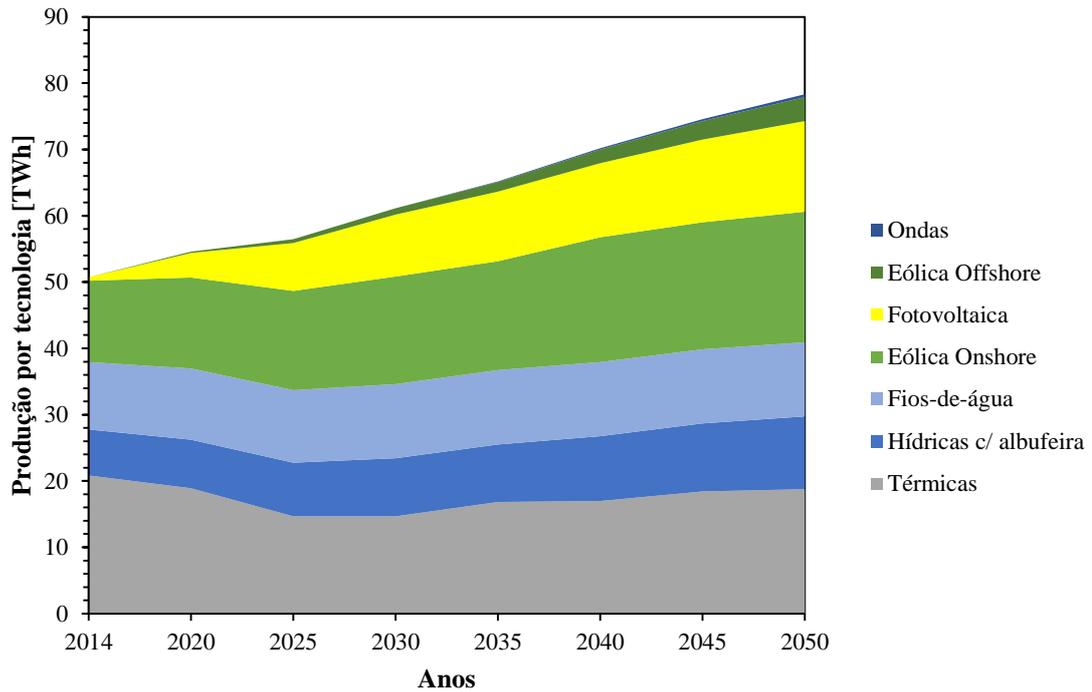


Figura 24 – Produção líquida por tecnologia conforme os resultados obtidos nas simulações do EnergyPLAN.

A Figura 25 apresenta a relação entre a produção renovável e o fator de capacidade para todo o sistema eletroprodutor até 2050, conforme os resultados obtidos e apresentados na Tabela 16. No cenário 2035, por exemplo, o fator de capacidade é de 29,7%, cerca de 9% mais baixo quando comparado com o fator de capacidade em 2014. Trata-se de uma descida esperada, uma vez que a quota de potência renovável instalada aumenta, a qual inerentemente tem fator de capacidade baixo, nomeadamente fotovoltaico.

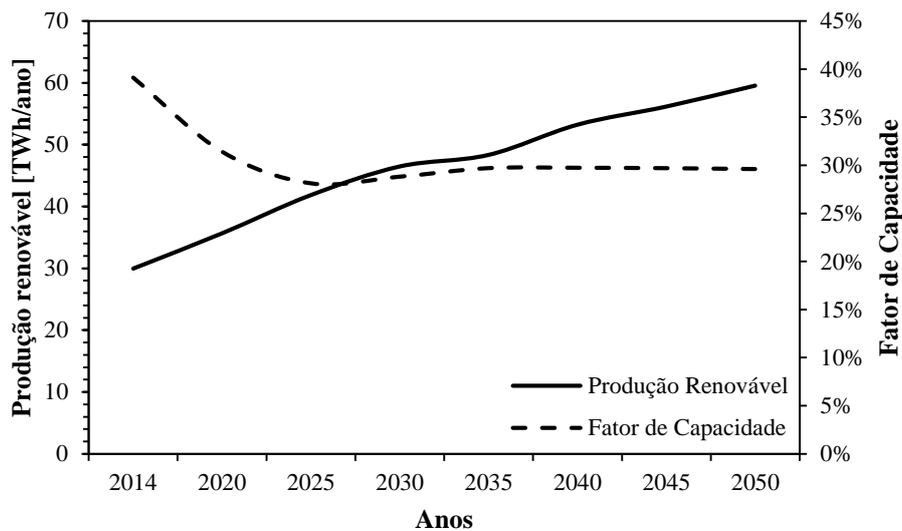


Figura 25 – Fator de capacidade em função da produção renovável entre 2014 e 2050.

5.2. Interligações

A Tabela 17 mostra as necessidades de importação (défice de produção) e exportação (excesso de produção) nos cenários. Em todos eles, as necessidades de importação em potência e energia são superiores às de exportação, o que sugere que a capacidade instalada não é desproporcionada.

O cenário 2035 é o que apresenta maior necessidade de importação de energia, equivalente a um fluxo anual de 1,72 TWh, que representa cerca de 2,6% da energia total produzida. Este resultado deve-se ao crescimento no quinquénio anterior de 9,3% do consumo de eletricidade (um quarto deste crescimento deve-se aos VE) não acompanhado pelo crescimento da capacidade instalada (3,4%). Além disso, em 2035 as centrais a carvão deixam de integrar no sistema eletroprodutor e o crescimento da capacidade renovável não compensa o aumento do consumo.

O gráfico da Figura 26 ilustra as necessidades em horas acumuladas da potência de interligação. Esta curva indica o número de horas do ano em que o sistema necessita de uma determinada capacidade de interligação. Verifica-se que as necessidades vão aumentando progressivamente até 2035, altura em que atingem o máximo, existindo neste ano várias horas com necessidades de potência de interligação superiores a 3000 MW. Este resultado leva a crer que uma introdução mais precoce do carregamento inteligente de veículos, na prática um mecanismo de DSM, poderá obviar essa necessidade, mantendo os valores de potência máxima requerida de interligação com Espanha sempre abaixo da planeada a curto-prazo. A partir de 2035 até 2050 as necessidades de interligação voltam a diminuir fruto de uma adaptação do consumo à produção, nomeadamente através do carregamento inteligente dos veículos, que começa em 2040.

Tabela 17 – Parâmetros representativos das necessidades de importação e exportação para cada cenário.

Cenários	1	2	3	4	5	6	7
Anos	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Capacidade máxima registada [MW]							
Importação	1910	1721	2796	4020	3920	3979	4245
Exportação	34	88	137	194	735	735	774
Fluxo anual [TWh]							
Importação	0,09	0,06	0,44	1,72	1,29	1,18	1,06
Exportação	0,06	0,21	0,05	0,02	0,02	0,06	0,11
Porcentagem face à energia total produzida							
Importação	0,16%	0,11%	0,72%	2,64%	1,84%	1,58%	1,35%
Exportação	0,11%	0,37%	0,08%	0,03%	0,03%	0,08%	0,14%

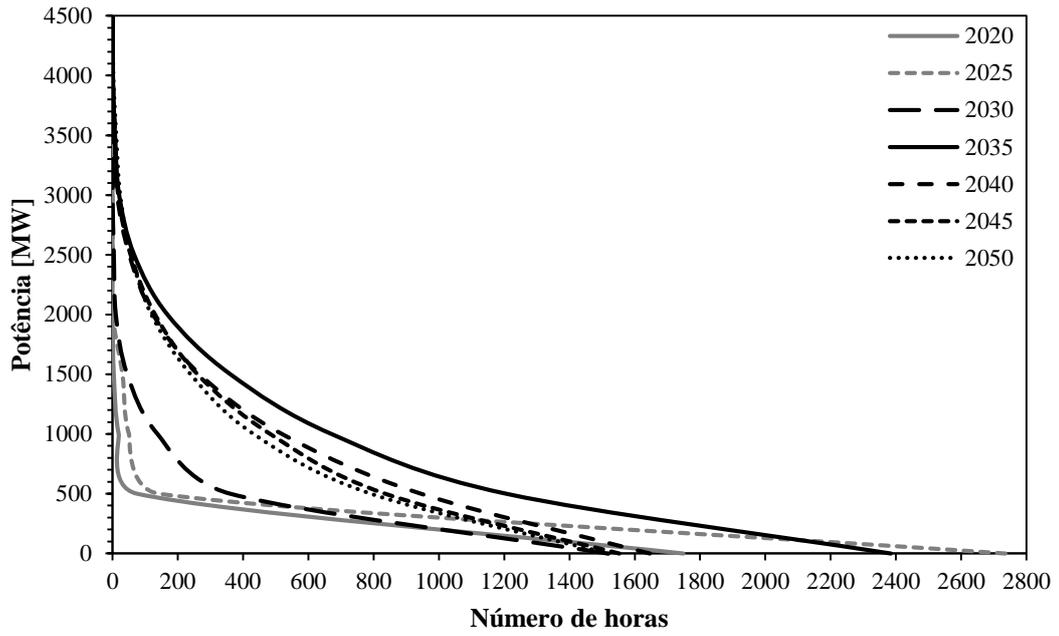


Figura 26 – Potência de interligação requerida, em MW, em função do número de horas.

5.3. Emissões de CO₂

A Figura 27 apresenta os valores calculados das emissões de CO₂ para o setor elétrico e setor dos veículos de passageiros de cada um dos cenários.

Verifica-se um decréscimo progressivo nas emissões de CO₂, no total 68%, entre os Cenários 1 e 7 (2020 e 2050). Comparativamente a 1990, a redução amonta a cerca de 74%. Em 2030 a redução alcançada é de 45%, mais do que a meta europeia para esse ano (40% – vide Introdução).

Uma vez que o setor dos transportes representa uma parcela significativa das emissões de CO₂, uma primeira justificação do decréscimo das emissões é a progressiva eletrificação da frota.

No caso do cenário 1, praticamente todos os veículos em circulação são convencionais, com elevadas emissões de CO₂. A partir do Cenário 2 os VEs integram progressivamente o sistema elétrico, começando a substituir os tradicionais. Deste modo, as emissões decrescem, e mais com o crescimento das fontes renováveis no *mix* energético.

Outra razão para o decréscimo das emissões de CO₂ está relacionada com a estrutura do parque electroprodutor nacional, que se torna gradualmente mais limpa. Como verificado, as centrais termoelétricas decrescem em capacidade instalada, com a redução e posterior extinção das centrais a carvão, e transferência desta forma de produção de energia para a biomassa. Pode-se verificar pelo gráfico que o maior decréscimo (22%) ocorre entre os Cenário 3 e 4 (entre 2030 e 2035). É precisamente entre estes dois cenários que se assume a extinção total da produção com base no carvão, evidenciado pelas baixas emissões de CO₂ nas simulações dos Cenários 4, 5, 6 e 7. No Cenário 7 (2050) verifica-se uma quantidade de emissões de CO₂ de 6,11 Mt, consequência de uma penetração renovável de 74,5% e eletrificação do setor dos transportes de 33,7%.

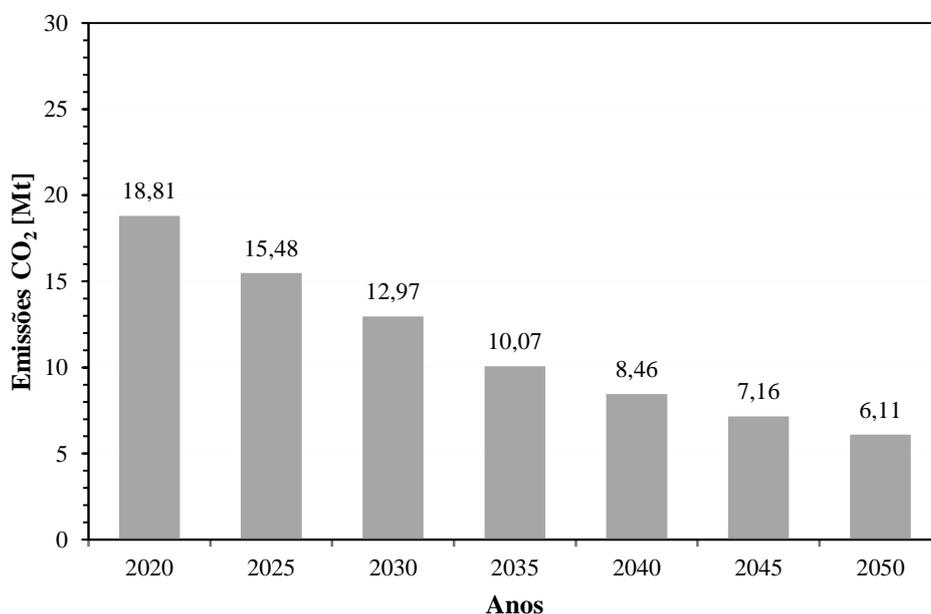


Figura 27 – Evolução das emissões de CO₂, em Mt, entre 2020 e 2050.

5.4. Análise Económica

Procedeu-se a uma análise económica para determinação dos custos de investimento relativos às novas instalações no sistema eletroprodutor nos períodos quinquenais entre dois cenários consecutivos. Além disso, foram também contabilizados os custos de operação e manutenção de cada uma das tecnologias.

Nesta análise aplicou-se o conjunto de equações e considerações descritas na Seção 4.3.4.

5.4.1. Custos de Investimento

Os custos de investimento da nova capacidade instalada nos referidos períodos estão apresentados na Figura 28.

Analisando os resultados, verifica-se que é no primeiro período (2014-2020) que se registam maiores investimentos em novas tecnologias. Estes investimentos são dominados pelo setor hídrico e advêm da construção de novos aproveitamentos hídricos referentes no PNBEPH. Os investimentos são de 4698 M€ para as centrais hídricas com albufeira e 489 M€ para as centrais de fio-de-água. Os investimentos nas centrais a carvão são sempre residuais, presumivelmente para pontuais reforços da capacidade de geração em centrais existentes, e cessam a partir de 2025. As centrais eólicas *onshore* apresentam um maior investimento no quinquénio 2035-40 (1014 M€) por via do aumento de capacidade instalada em 900 MW; isto é resultado da substituição de aerogeradores, instalados no período 2005-2010 e entretanto chegados ao fim do seu ciclo de vida, por outros mais potentes. Em relação à fotovoltaica, os seus maiores investimentos nos períodos de 2014-20 e 2020-25, com montantes de 1362 M€ e 1426 M€, respetivamente. A eólica *offshore* mostra um crescimento a partir do período de 2025-30, atingindo um investimento de 517 M€ no quinquénio anterior a 2050. Relativamente à tecnologia das ondas, verificam-se investimentos de 855 M€ durante o quinquénio 2035-40.

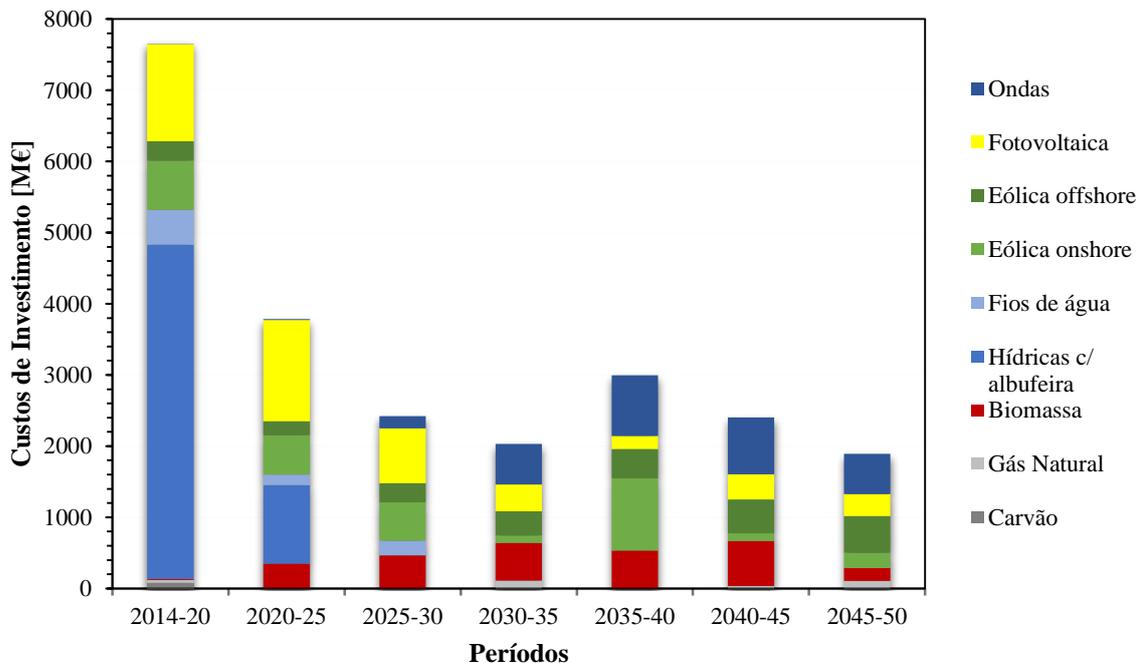


Figura 28 – Custo de investimento por tecnologia, em M€, dividido em sete períodos entre 2014 a 2050.

5.4.2. Custos Fixos de Operação e Manutenção

Os custos fixos de O&M são as despesas totais de funcionamento das diferentes tecnologias para totalidade da capacidade instalada. Estes custos estão apresentados na Figura 29.

Verifica-se que em 2020 a eólica *onshore* é a tecnologia que apresenta os custos fixos de O&M mais elevados, 209 M€, seguida do gás natural e hídricas com albufeira, cujos custos são de 134 M€ e 124 M€, respetivamente. Os custos fixos das centrais hídricas (albufeira e fio-de-água) estabilizam a partir de 2035 nos 137 M€ e 57 M€, respetivamente, o que se deve a não se considerar aumento da capacidade instalada a partir daí. Em 2050, a eólica *onshore* continua a ser a tecnologia a apresentar os maiores custos fixos de O&M, na ordem dos 299 M€, seguida da biomassa com 254 M€. Os custos da biomassa sobem aliás progressivamente em resultado do investimento em centrais de cogeração. As centrais fotovoltaicas apresentam custos fixos de O&M de 246 M€ em 2050.

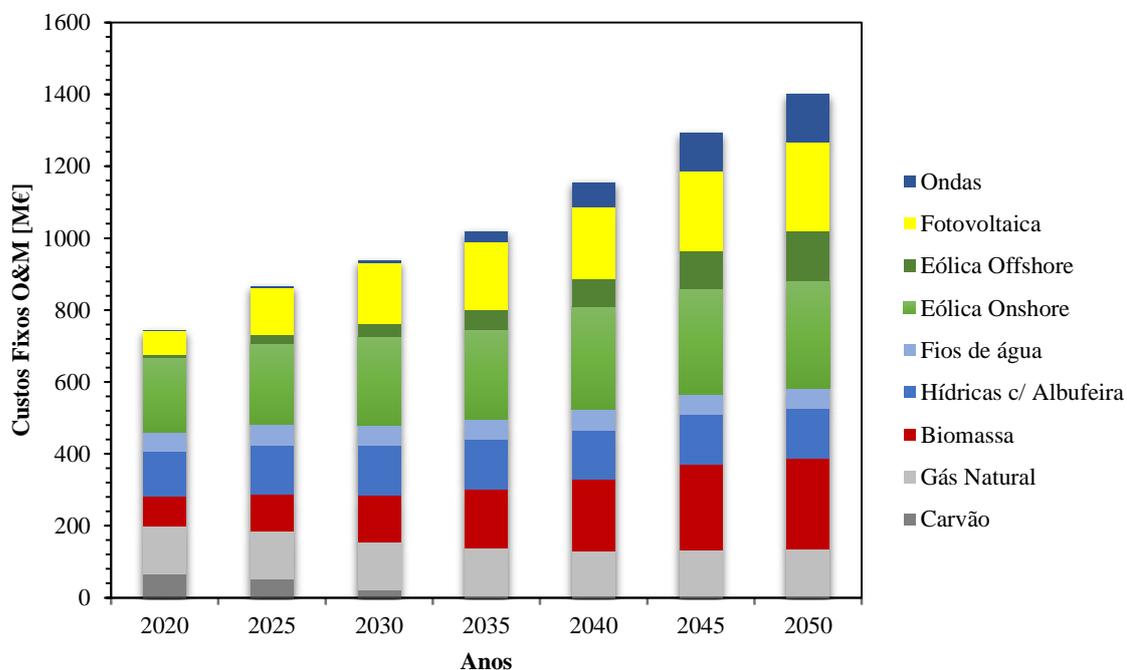


Figura 29 – Custos Fixos de Operação e Manutenção por tecnologia, em M€, entre 2020 a 2050.

5.5. Diagramas de Carga e Produção

Para cada um dos cenários foram selecionadas três semanas exemplificativas de três períodos sazonais diferentes, cujos diagramas de carga e produção permitem uma visão geral bastante informativa do modo de funcionamento do modelo do EnergyPLAN. Uma vez que foram utilizadas sempre as mesmas três semanas, a comparação dos diferentes cenários pode ser feita recorrendo aos diagramas correspondentes. As semanas foram escolhidas com base na capacidade exemplificativa que oferecem de funcionamento do modelo. Os seus períodos temporais, sempre de segunda-feira a domingo, são:

- Inverno: 3 a 9 de Fevereiro;
- Primavera: 21 a 27 de Abril;
- Verão: 28 de Julho a 3 de Agosto.

Cada um dos diagramas de carga e produção inclui a produção desagregada por fontes bem como o consumo simples de eletricidade, o consumo da bombagem hidroelétrica e a carga do carregamento de VE. O consumo simples de eletricidade é representado pela curva preta a tracejado, o consumo da bombagem elétrica pela curva azul clara a cheio, a carga de carregamento de VE pela curva verde a cheio, o consumo simples somado com a carga de VE pela curva preta a cheio e, ainda, o consumo total (consumo simples somado com a bombagem e carga de VE pela curva vermelha a cheio. O eixo das abcissas dos diagramas encontra-se num intervalo horário da semana e inicia-se sempre às 00h de segunda-feira e termina às 23h de domingo.

Capítulo 5 – Resultados

5.5.1. Cenário 1: 2020

Na semana de Inverno (Figura 30) pode-se observar elevada produção renovável durante praticamente toda a semana, destacando-se o contributo das centrais eólicas *onshore* e hídricas fio-de-água. A penetração renovável, por vários períodos ao longo da semana, tem valores superiores a 90%, como é o exemplo da quarta-feira onde se registou às 11:00 uma penetração renovável de 92%. As centrais térmicas operam essencialmente à sua capacidade mínima de funcionamento (735 MW), com exceção de certos períodos que, devido à baixa produção renovável, injetam mais potência na rede. Por outro lado, nos restantes períodos em que se verifica excesso de produção renovável, as centrais hídricas com bombagem são utilizadas como sistema de armazenamento, absorvendo esse mesmo excesso de produção. Quanto aos VE, o seu carregamento não é inteligente, ou seja, representam um consumo extra de eletricidade não flexível, pelo que o EnergyPLAN não o utiliza como alternativa de absorção do excesso de produção renovável.

Para a semana de Primavera (Figura 31), a elevada penetração renovável é também evidente. Durante os quatro primeiros dias da semana a fraca produção eólica é compensada pelas centrais térmicas. Contudo, a partir da quinta-feira, a produção eólica *onshore* aumenta significativamente, abastecendo, por exemplo, 78% do consumo no sábado às 5:00. Em termos de potência entregue à rede, as centrais eólicas *onshore* registam um máximo de 3580 MW na quinta-feira às 17:00. O contributo da energia fotovoltaica na rede elétrica portuguesa começa a ganhar algum relevo e pode ser comprovado durante alguns períodos da semana. Por exemplo, num dia soalheiro como o de domingo, as centrais fotovoltaicas injetam uma potência superior a 1 GW durante o período entre as 8:00 às 16:00. A bombagem hidroelétrica ocorre durante os períodos onde se regista excesso de produção, ainda que seja em menor frequência que na semana de Inverno.

Na semana de Verão (Figura 32), a produção de eletricidade é assegurada maioritariamente pelas centrais térmicas em quase todos os dias. As centrais hídricas despacháveis produzem mais por via do armazenamento de água nas albufeiras assegurado durante a estação húmida. A produção de fio-de-água e eólica é baixa, porém a produção fotovoltaica é alta, existindo certos períodos, em que são injetados mais de 1,7 GW como, por exemplo, na quarta-feira às 12:00. Existem ainda vários períodos nos quais o sistema eletroprodutor não tem capacidade de suprir a totalidade da procura, resultando em défices de produção. Esses períodos coincidem com os períodos de ponta e ocorrem, nomeadamente, quarta-feira entre as 18:00 e as 23:00 e quinta-feira das 7:00 às 10:00.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

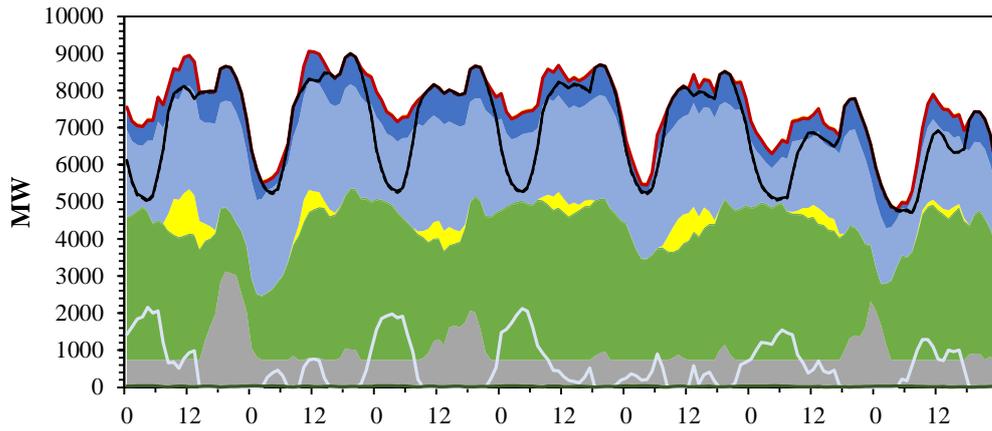


Figura 30 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2020.

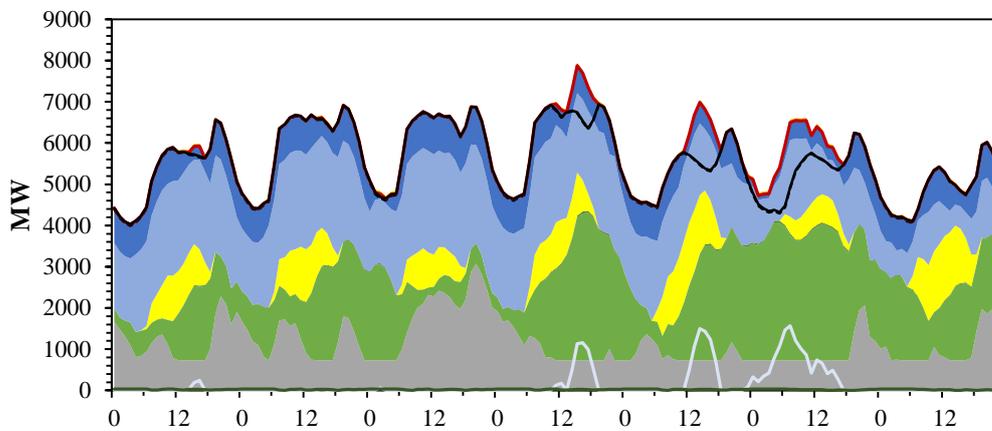


Figura 31 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2020.

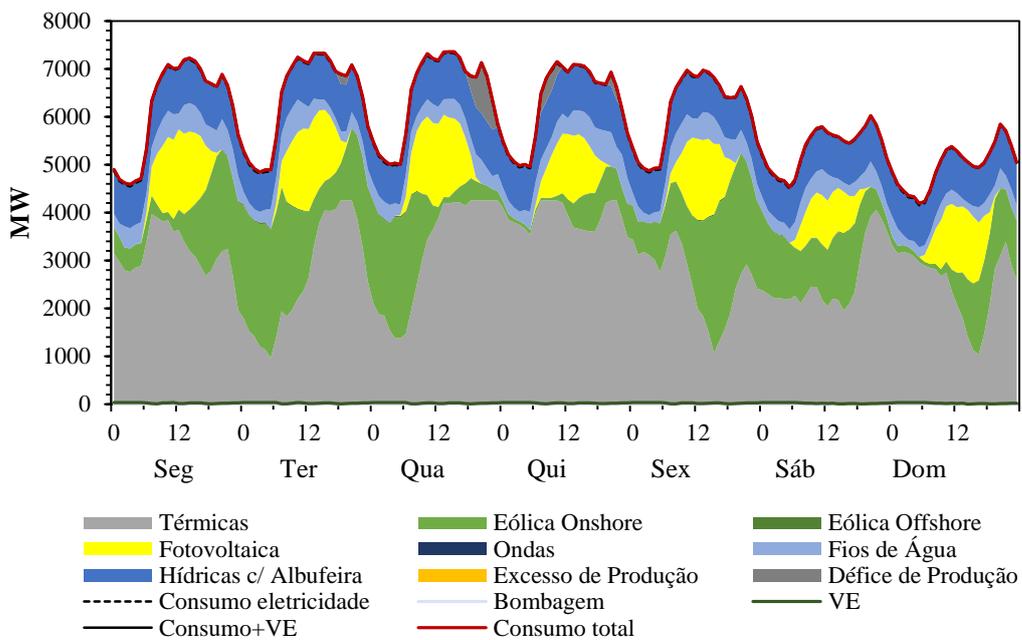


Figura 32 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2020.

Capítulo 5 – Resultados

5.5.2. Cenário 2: 2025

Na semana de Inverno (Figura 33), verifica-se elevada produção renovável durante toda a semana, baseada em energia eólica e hídrica fio-de-água, consequência de regimes altos de chuva e vento. Em diversos períodos, a produção eólica e hídrica fio-de-água é suficiente para suprir a totalidade da procura do consumo simples. Por razões de operacionalidade, contudo, as centrais térmicas nunca são desligadas. As centrais eólicas *onshore* registam um máximo de 4721 MW de potência entregue à rede na terça-feira às 22:00 (operando a cerca de 85% da sua capacidade nominal) enquanto as centrais hídricas de fio-de-água apresentam um máximo de 3024 MW na segunda-feira às 20:00. As elevadas penetrações destas fontes não despacháveis levam o EnergyPLAN a canalizar os excessos de produção para a bombagem hidroelétrica. O carregamento de VE mantém-se não inteligente e continua a representar uma carga residual devido à ainda pequena frota de VE existente.

Na semana de Primavera (Figura 34), verifica-se um *mix* energético mais variado, essencialmente porque a produção fotovoltaica é mais expressiva. Na sexta-feira às 14:00 a penetração renovável atinge o seu máximo (92%), com as centrais eólicas *onshore* a debitar 2778 MW, as centrais fotovoltaicas 2784 MW e as hídricas de fio-de-água 1760 MW. A bombagem hidroelétrica coincide fundamentalmente com os períodos nos quais a produção fotovoltaica é superior, sendo acionada mais vezes pelo modelo, quando comparada com a mesma semana no Cenário 1. Isto acontece devido ao aumento da capacidade instalada de fotovoltaica entre os dois cenários.

A produção de eletricidade na semana de Verão (Figura 35) é garantida pelas centrais térmicas cujo contributo se reduz nos períodos diurnos onde existe produção fotovoltaica mais significativa. É notório, também, que em certos períodos a produção fotovoltaica origina excesso de produção de eletricidade (na sexta entre as 11:00 e as 17:00 e domingo entre as 13:00 e as 17:00), abastecendo 68% do consumo no domingo às 14:00, o seu *share* máximo durante a semana. O excesso de produção é direcionado para a bombagem hidroelétrica.

A produção eólica *offshore* é ainda pouco representativa em todos os períodos.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

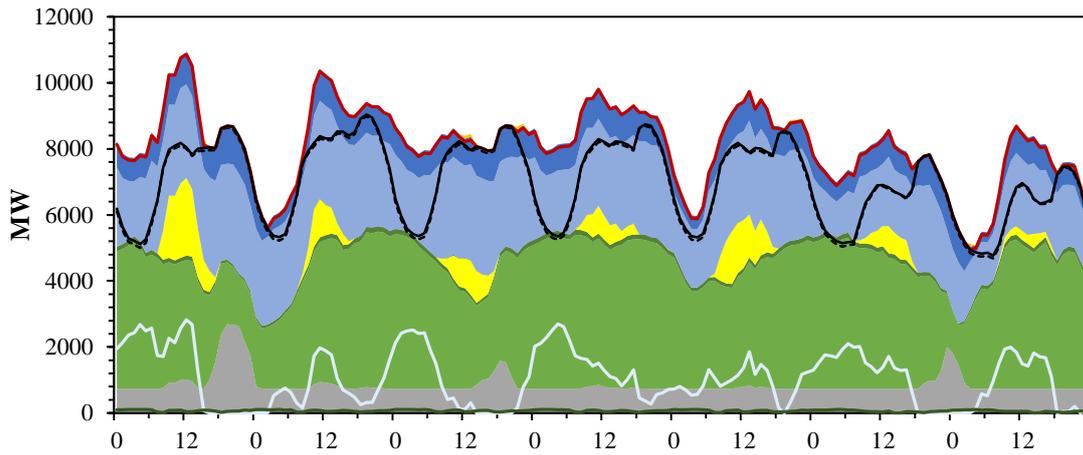


Figura 33 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2025.

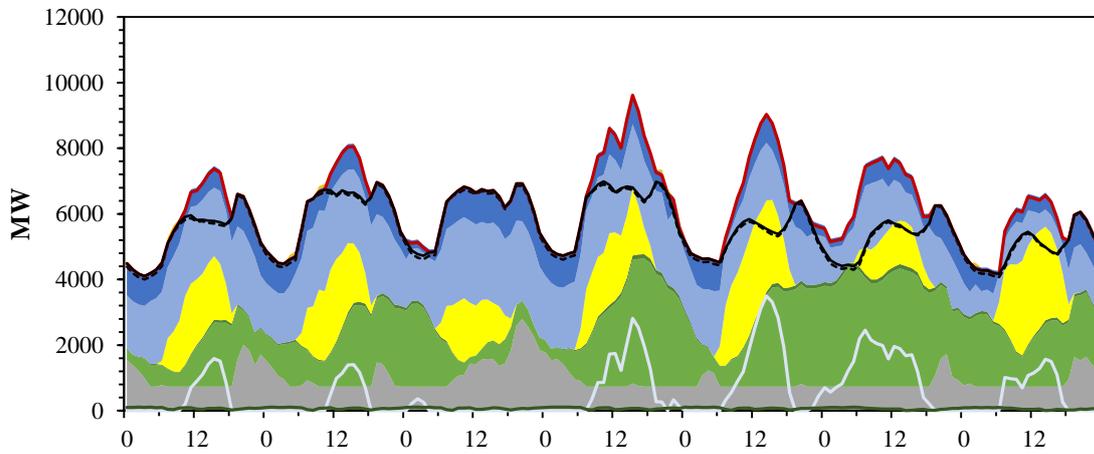


Figura 34 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2025.

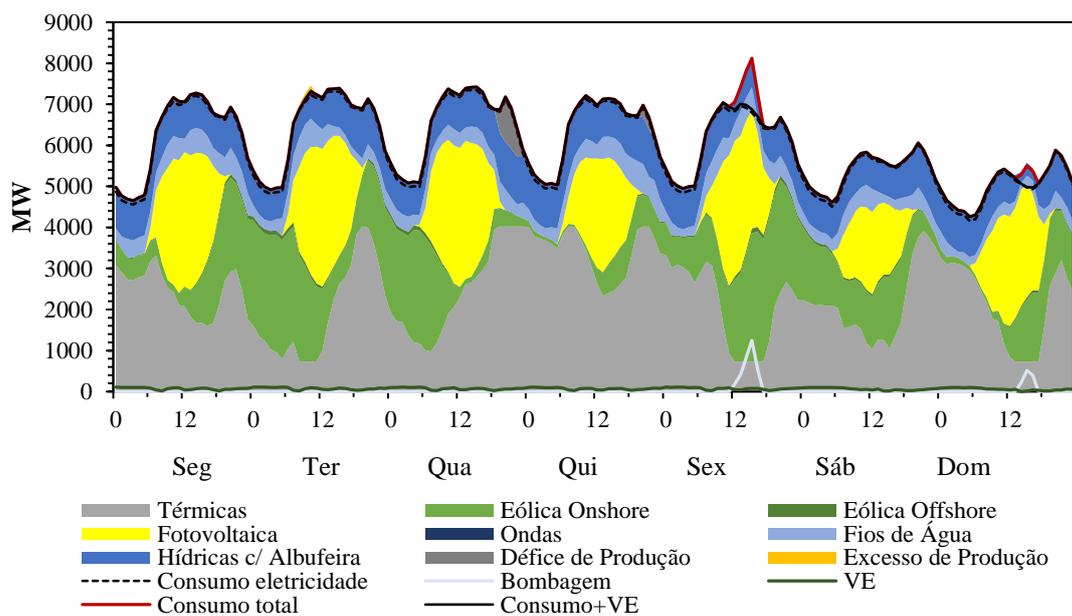


Figura 35 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2025.

5.5.3. Cenário 3: 2030

Analisando a semana de Inverno (Figura 36), verifica-se que o *mix* energético se baseia praticamente só em fontes renováveis. Além da grande participação das centrais eólicas e hídricas de fio-de-água, é importante denotar o contributo, em certos períodos, da produção fotovoltaica, mesmo sendo Inverno. Num dia soalheiro, como o de segunda-feira, as centrais fotovoltaicas injetam mais de 2 GW entre as 9:00 e as 13:00. As centrais eólicas *offshore* começam, também, a tomar um papel importante no sistema eletroprodutor português, sendo possível verificar o seu contributo em certos períodos durante a semana. Por exemplo, durante toda a quinta-feira, as centrais eólicas *offshore* injetam na rede elétrica uma potência superior a 200 MW, que representa quase 50% da capacidade total instalada desta tecnologia. O consumo por bombagem hidroelétrica ocorre em quase todos os períodos desta semana devido à elevada penetração renovável. Quanto aos VE, neste cenário já existe carregamento inteligente, embora parcial. Em consequência, o EnergyPLAN utiliza o carregamento inteligente para reduzir o excesso de produção, recorrendo às baterias dos VE para armazenamento. Analisando a curva que representa os VE, verifica-se que, devido à pequena quantidade de VE ligados à rede, a sua carga continua residual.

Na semana representativa de Primavera (Figura 37), verifica-se igualmente elevada penetração renovável praticamente durante toda a semana. Nos primeiros três dias da semana o consumo é suprido, em grande parte, pelas centrais hídricas de fio-de-água e fotovoltaicas. A partir de quinta-feira, a participação das centrais eólicas aumenta, resultando, por consequência, num aumento do excesso de produção renovável. A penetração renovável máxima é registada às 11:00 de sexta-feira. Durante esse período, as centrais eólicas injetam na rede 1616 MW de potência, as hídricas de fio-de-água 1900 MW e as centrais fotovoltaicas 3797 MW, representando cerca de 119% do consumo simples. A bombagem hidroelétrica está programada para absorver o excesso de produção fotovoltaica, pelo que o seu consumo é feito essencialmente entre o meio da manhã até o final da tarde em todos os dias.

Na semana representativa de Verão (Figura 38) observa-se um perfil de produção bastante irregular, caracterizado por grandes flutuações da produção eólica *onshore* durante a semana e grandes amplitudes de produção fotovoltaica, que chega a cobrir grande parte do consumo simples nos períodos de maior produção. Por exemplo, as centrais fotovoltaicas atingem um máximo de abastecimento ao consumo simples de 68%, no domingo às 14:00. As centrais térmicas têm um contributo muito significativo durante toda a semana devido às referidas flutuações de produção renovável. Durante vários períodos, é possível verificar que as centrais térmicas operam à sua capacidade nominal (3375 MW), e quando a produção térmica não é suficiente é registado um défice de produção, por exemplo, quarta-feira das 18:00 até às 9:00 do dia seguinte.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

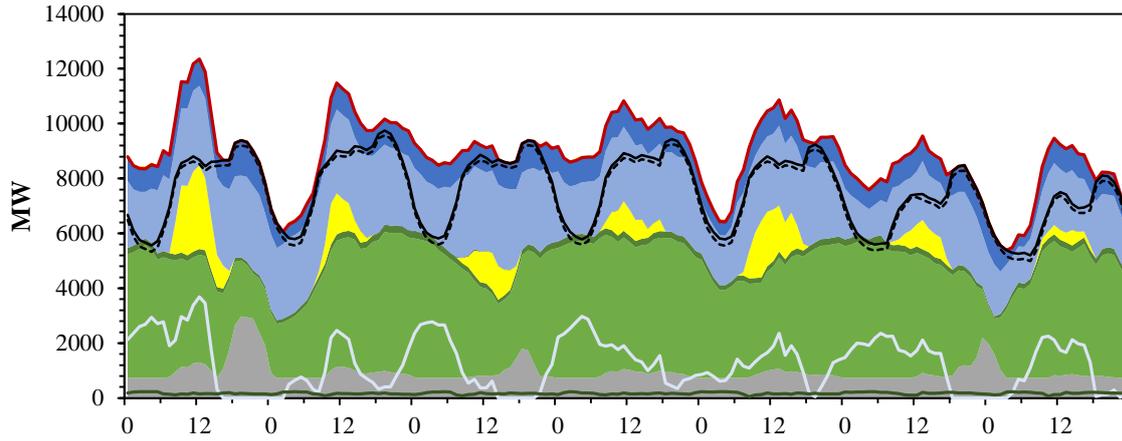


Figura 36 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2030.

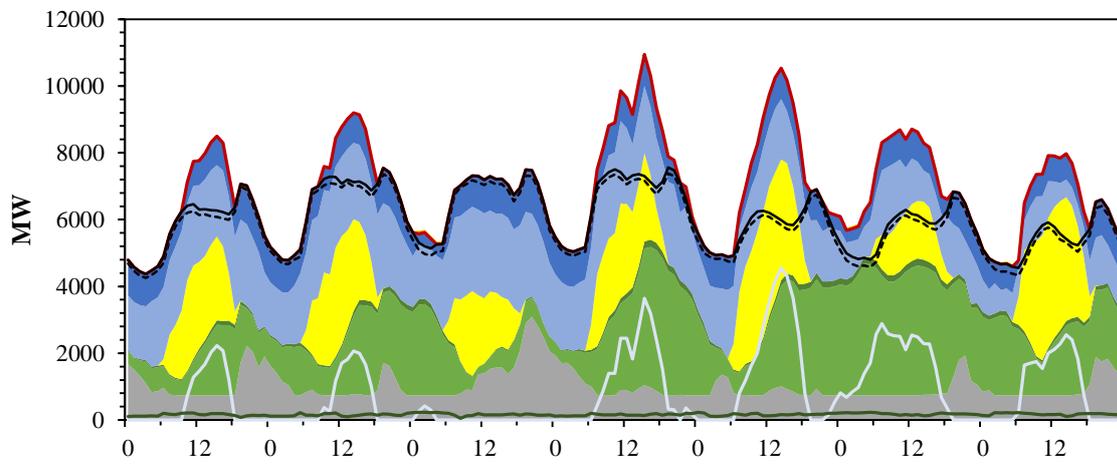


Figura 37 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2030.

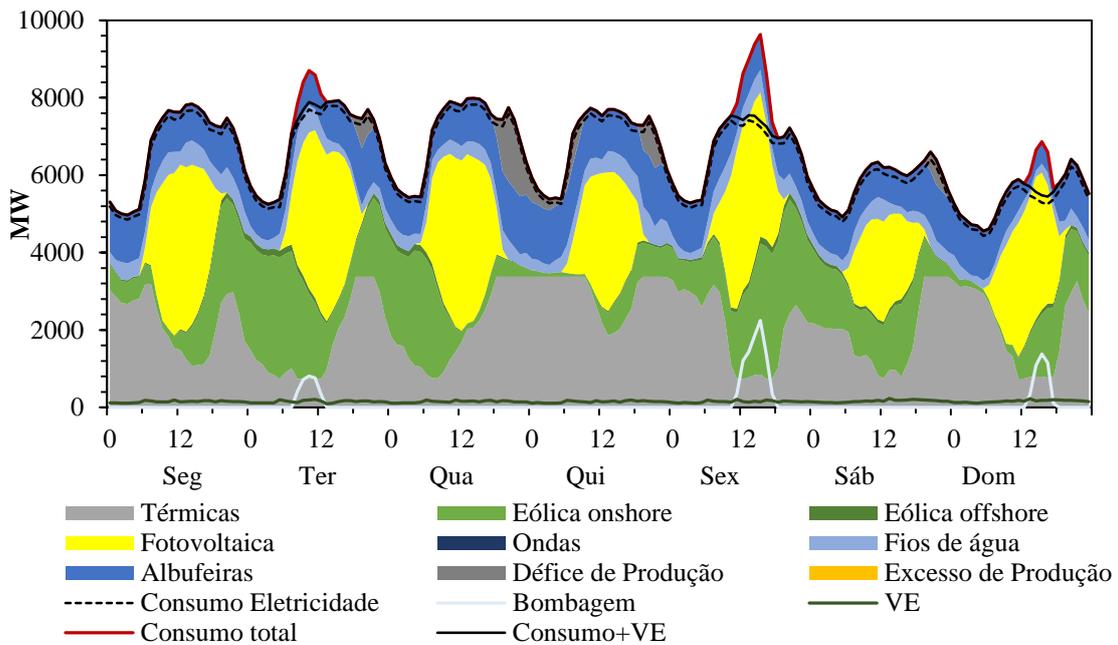


Figura 38 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2030.

Capítulo 5 – Resultados

5.5.4. Cenário 4: 2035

Atendendo ao perfil de produção e consumo da semana de Inverno (Figura 39), verifica-se elevada produção renovável ao longo de toda a semana, à semelhança do que se tem verificado nesta semana nos cenários anteriores. Os elevados regimes de vento verificados durante esta semana levam as centrais eólicas a operarem na sua totalidade perto da sua capacidade nominal. Por exemplo, na terça-feira às 22:00, as centrais eólicas *onshore* operam a 5185 MW, correspondente a 85% da capacidade total instalada. O excesso de eletricidade, provindo essencialmente das centrais hídricas de fio-de-água e eólicas, nos períodos noturnos, é armazenado através da bombagem hidroelétrica. Em relação aos VE, neste cenário considerou-se que 75% carregam inteligentemente. Ainda que a frota se mantenha pequena, verifica-se já em certos períodos uma carga de cerca de 500 MW (sábado às 18:00). O perfil do carregamento dos carros elétricos, devido à sua componente inteligente, que é a maior parte, segue os períodos em que tendencialmente existe mais energia disponível, eventualmente em excesso.

Na semana de Primavera (Figura 40), a produção renovável é sempre bastante variável devido às flutuações de produção eólica e fotovoltaica. Num dia chuvoso e com pouco vento, como o de quarta-feira, a produção pelas hídricas de fio-de-água está longe de cobrir a totalidade do consumo. Deste modo, o modelo chama as centrais térmicas a operarem, suprimindo a diferença restante para o consumo. A penetração renovável máxima é atingida no sábado às 7:00 (91%), com débito de 3638 MW pelas centrais eólicas *onshore*, 1934 MW pelas centrais hídricas de fio-de-água, 1153 MW pelas centrais fotovoltaicas e 297 MW pelas centrais eólicas *offshore*.

Na semana de Verão (Figura 41), verifica-se que a produção é assegurada essencialmente por centrais térmicas. Por exemplo, entre as 17:00 de quarta-feira até às 10:00 de quinta-feira, uma vez que não existe praticamente produção renovável, as centrais térmicas operam no seu limite máximo de funcionamento (3107 MW). Além disso, o modelo recorre à energia armazenada nas albufeiras das centrais hídricas para produzir energia, que nem sempre é suficiente, originando défices de produção em vários períodos. O peso da fotovoltaica no *mix energético* desta semana é considerável, por exemplo, durante os três primeiros dias entre as 10:00 e as 15:00, a potência injetada é superior a 4 GW.

Finalmente, a produção de energia das ondas não é ainda visível em nenhuma semana.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

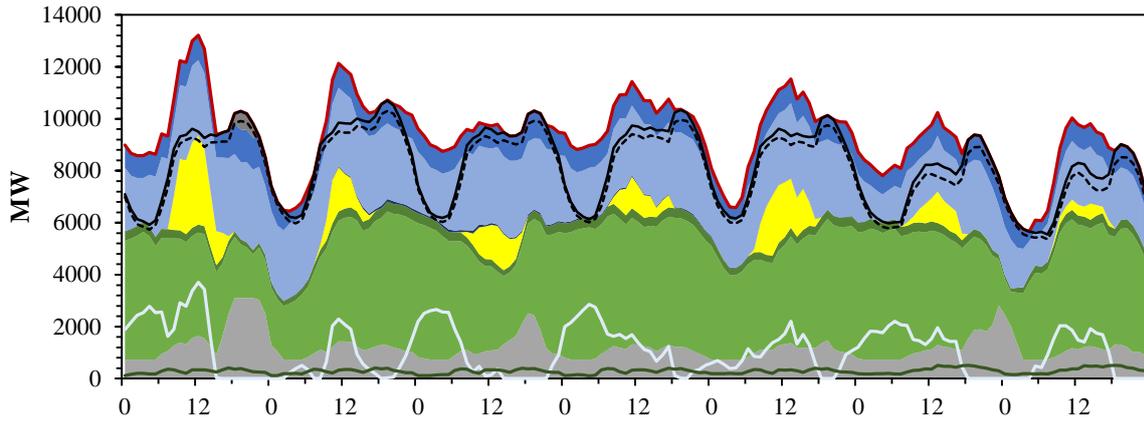


Figura 39 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2035.

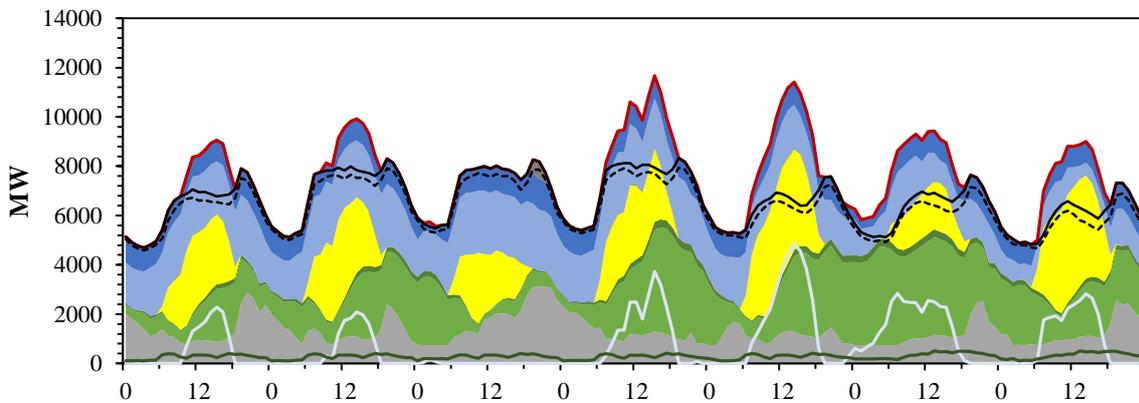


Figura 40 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2035.

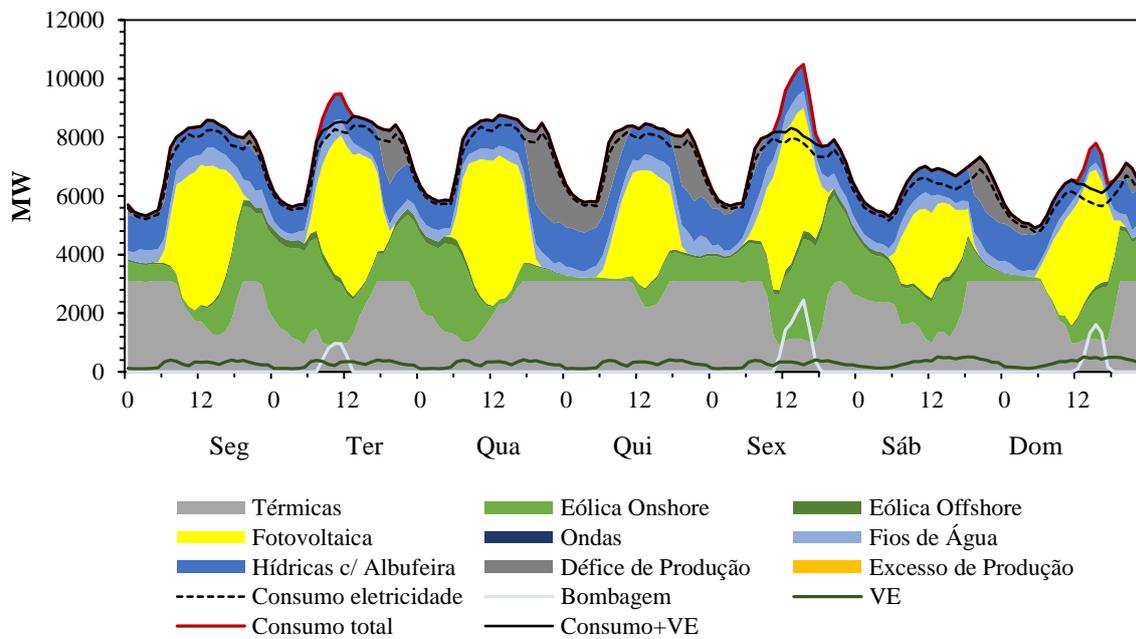


Figura 41 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2035.

Capítulo 5 – Resultados

5.5.5. Cenário 5: 2040

Durante a semana de Inverno (Figura 42) a produção renovável mantém-se naturalmente alta, um pouco mais do que o cenário anterior, como aliás expectável face ao incremento na capacidade instalada. A penetração renovável atinge o seu máximo segunda-feira às 13:00 (VALOR), caracterizada por um débito de 4590 MW de centrais eólicas *onshore*, 3160 MW de centrais fotovoltaicas, 2891 MW de centrais hídricas de fio-de-água e 454 MW de centrais eólicas *offshore*. As centrais de ondas já uma contribuição de 241 MW na terça-feira às 18:00. A bombagem hidroelétrica é recorrente ao longo de toda a semana, chegando mesmo a funcionar em pleno durante certos períodos. Em relação à mobilidade elétrica, os VE seguem inteiramente um carregamento inteligente. É possível verificar que o carregamento já é expressivo, como é o caso de segunda-feira às 12:00 (<1 GW).

Na semana de Primavera (Figura 43) a penetração renovável máxima é atingida sexta-feira às 14:00 (94%). Nesse instante, as centras fotovoltaicas cobrem 67% do consumo simples, injetando 4312 MW. Seguidamente, as centrais eólicas *onshore* injetam 3501 MW, as centrais hídricas de fio-de-água 1800 MW e as centrais eólicas *offshore* 371 MW. Ainda nesse instante, dada a quantidade de excesso de produção, a bombagem hidroelétrica encontra-se em pleno funcionamento (3600MW) e a carga de VEs atinge os 2163 MW.

Na semana de Verão (Figura 44), o fotovoltaico sobressai ainda mais que anteriormente. Em certos períodos, as centrais fotovoltaicas operam aos 5 GW, como é o caso de terça-feira entre as 11:00 e as 13:00. No domingo, o fotovoltaico representa 74% do consumo simples de eletricidade às 14:00. Como anteriormente, parte do consumo é assegurado pelas centrais térmicas, essencialmente durante os períodos de vazio. Durante a quinta-feira, as centrais térmicas operam em quase todos os períodos à sua capacidade nominal (3252 MW). Além disso, é possível verificar também vários períodos com as centrais hídricas a descarregar cerca de 1500 MW para compensar, nomeadamente, a carga dos VE, por exemplo na terça-feira entre as 15:00 e as 18:00. A bombagem hidroelétrica só ocorre durante os períodos com excedente de produção fotovoltaica, geralmente é entre as 12:00 e as 14:00. Como o excesso de produção é absorvido, maioritariamente, pelas centrais hídricas de bombagem, o carregamento de VE é ainda utilizado em regime *demand-side-management*.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

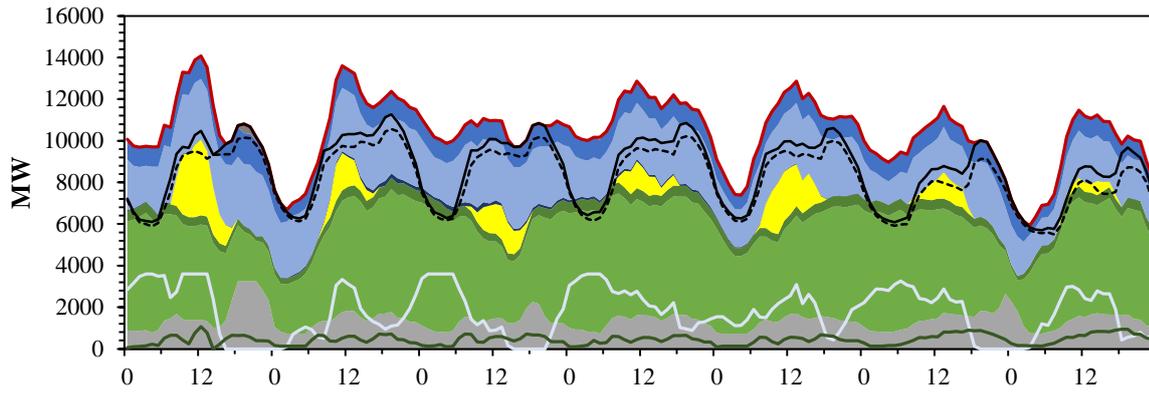


Figura 42 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2040.

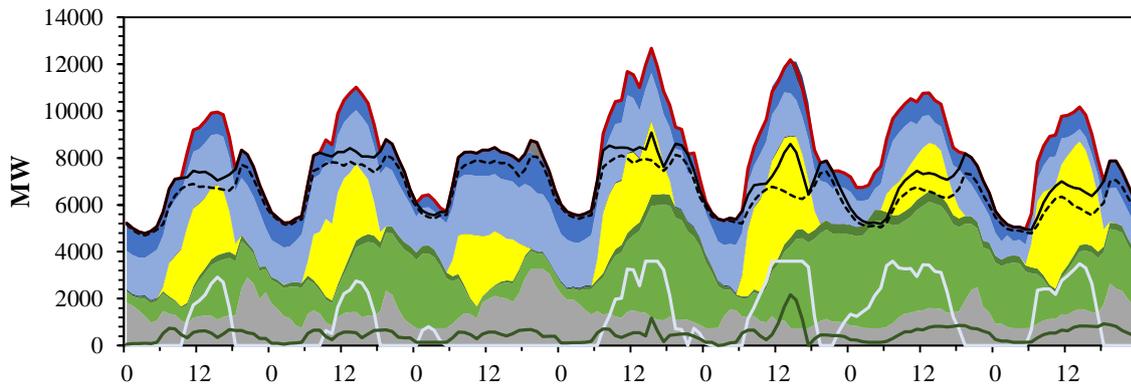


Figura 43 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2040.

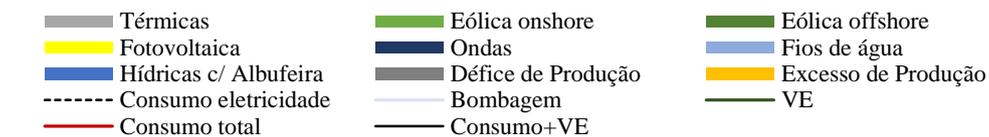
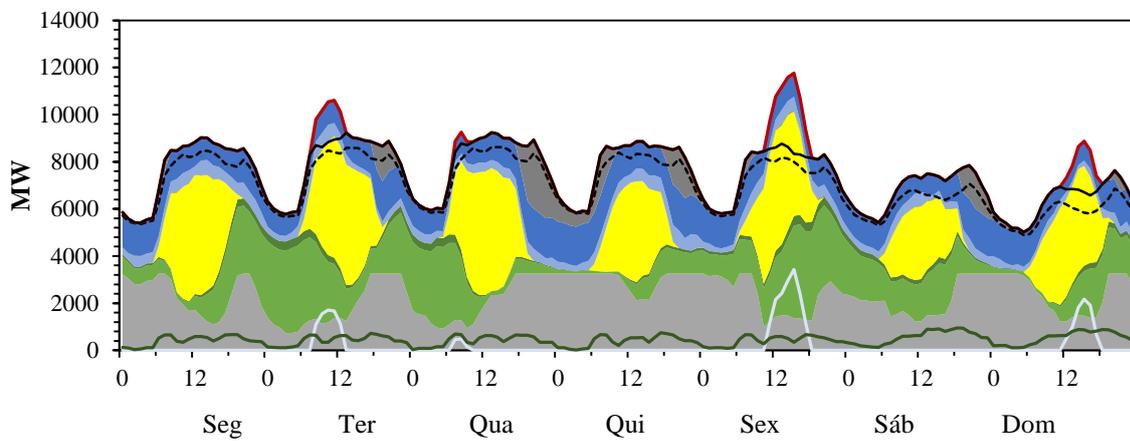


Figura 44 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2040.

Capítulo 5 – Resultados

5.5.6. Cenário 6: 2045

Na semana de Inverno (Figura 45), o *mix* energético baseia-se essencialmente em renováveis. Em certos períodos, a energia eólica (*onshore* e *offshore* combinadas) atinge valores superiores a 100% do consumo, como por exemplo, entre as 3:00 e as 4:00 de segunda-feira e entre as 3:00 e as 5:00 de quinta-feira. Durante estes períodos, o *onshore* contribui com cerca de 6 GW e o *offshore* com cerca de 700 MW. As centrais de ondas também mostram algum contributo, por exemplo, 408 MW na terça-feira às 20:00. O excesso de produção é canalizado para bombagem hidroelétrica e para o carregamento inteligente de VE. A bombagem é utilizada com muita frequência durante toda a semana, funcionando em pleno por várias horas em alguns dias. Neste cenário, por se considerar uma quantidade considerável de VE, o modelo utiliza o carregamento inteligente para absorver os excedentes críticos de produção. O exemplo mais evidente é o período entre as 11:00 e as 13:00 de segunda-feira, onde se registam cargas de carregamento entre os 1212 MW e os 1560 MW, coincidentes com os picos de produção fotovoltaica. A bombagem hidroelétrica é utilizada com muita frequência durante toda a semana, funcionando em pleno por várias horas em alguns dias.

Relativamente à semana de Primavera (Figura 46), verifica-se uma contribuição essencialmente de fontes renováveis não-despacháveis, mas, também, de centrais térmicas durante alguns períodos. Os elevados regimes instantâneos de vento levam que a produção eólica (*onshore* e *offshore* combinadas), em certos períodos, cubra 100% do consumo simples, por exemplo, entre as 4:00 e as 5:00 de sábado. Os dias soalheiros de sexta-feira e de domingo levam a que as centrais fotovoltaicas injetem nesses dias mais de 5 GW no período entre as 11:00 e as 13:00. Verificam-se dois picos de produção cujo excedente é absorvido pelos VE: o primeiro na quinta-feira das 15:00 e as 16:00, com uma carga entre os 1011 MW e os 1682 MW, e o segundo na sexta-feira entre as 12:00 e as 16:00, com uma carga de 1595 MW a 2817 MW.

Na semana de Verão (Figura 47) as centrais despacháveis (térmicas e hídricas) e fotovoltaicas asseguram a maioria da produção de eletricidade. As centrais fotovoltaicas abastecem uma boa parte do consumo simples, como, por exemplo, no domingo no período entre as 11:00 e as 16:00. Na quarta-feira às 12:00 é atingido o máximo de injeção de potência pelo fotovoltaico, com um valor de 5865 MW. As centrais térmicas, para compensar a falha de produção renovável, operam à sua capacidade nominal (3583 MW) entre 17:00 e as 22:00 de terça-feira e desde as 17:00 de quarta-feira até às 9:00 do dia seguinte, por exemplo. Como não existe grande excedente de produção mantém-se maioritariamente canalizado para a bombagem hidroelétrica.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

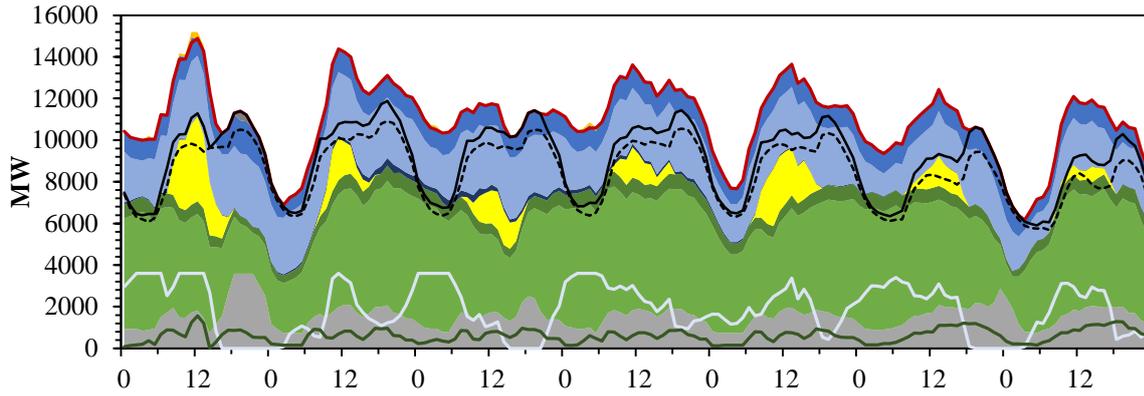


Figura 45 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2045.

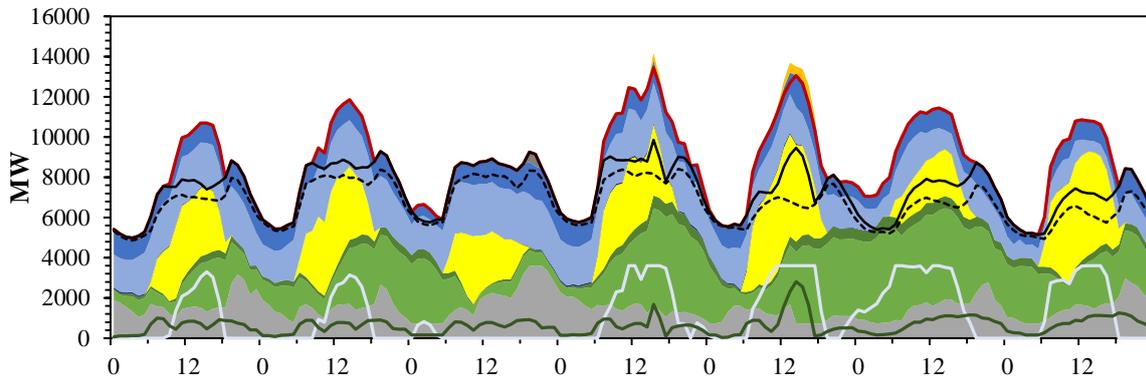


Figura 46 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2045.

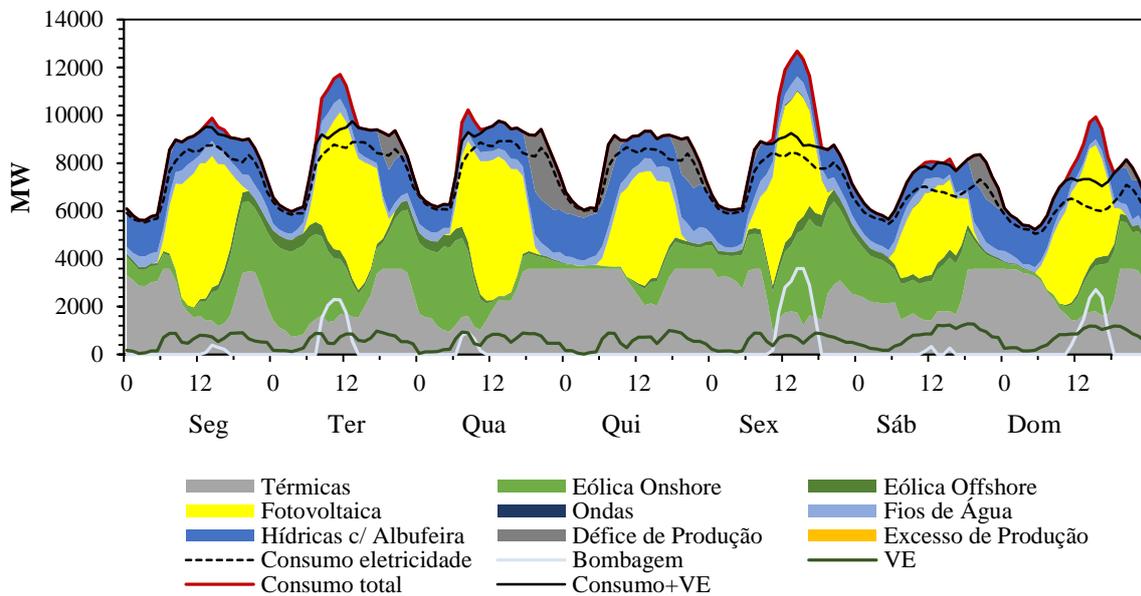


Figura 47 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2045.

5.5.7. Cenário 7: 2050

Na semana representativa de Inverno (Figura 48), continua a verificar-se naturalmente a grande contribuição de fontes renováveis. Devido aos elevados regimes de vento e precipitação, é visível o excedente de produção nas horas de vazio proveniente das fontes correspondentes. Ainda nos períodos de vazio, é possível verificar que o sistema opera com uma reserva muito baixa, onde o conjunto das centrais eólicas (*onshore* e *offshore*) e hídricas fio-de-água cobrem cerca de 138% da procura de eletricidade na segunda-feira às 4:00, por exemplo. A terça-feira é o dia mais ventoso da semana e, por conseguinte, as centrais eólicas *onshore* chegam a injetar 6205 MW e as eólicas *offshore* 960 MW. O dia soalheiro de segunda-feira proporciona 4762 MW de fotovoltaico às 12:00, mesmo sendo Inverno. O excedente de produção é absorvido, em grande parte, pela bombagem hidroelétrica a operar em pleno 29h durante toda a semana. Relativamente ao carregamento inteligente, é apenas evidente um pico no qual os VEs absorvem o excesso de produção, neste caso, fotovoltaica. Este pico é registado entre as 11:00 e as 13:00 de segunda-feira, com um carregamento máximo de 2239 MW.

Na semana de Primavera (Figura 49), verifica-se um *mix* energético variado com o contributo das centrais térmicas superior nos três primeiros dias da semana, enquanto nos restantes a maior parcela de produção é de renováveis não-despacháveis. O vento de sábado permite, às centrais eólicas (*on* e *offshore*), cobrir 105% do consumo simples às 5:00 desse mesmo dia. Por outro lado, no domingo às 13:00, a produção fotovoltaica cobre 90% do consumo simples. A bombagem hidroelétrica é absorve o excesso de produção, que coincide com os períodos onde se registam maior produção fotovoltaica. A bombagem opera em pleno durante 32h da semana. O restante excedente de produção é utilizado para carregamento inteligente de VE. Os dois períodos onde isto é mais evidente são: na quinta-feira às 15:00, com uma carga de 2356 MW e na sexta-feira entre as 11:00 e as 15:00 com uma carga máxima de 3578 MW.

Na semana de Verão (Figura 50) verifica-se que o *mix* energético é dividido essencialmente entre centrais térmicas e centrais fotovoltaicas. Os elevados níveis de disponibilidade solar caraterísticos desta estação proporcionam ao fotovoltaico cobrir grande parte do consumo durante certos períodos. Como exemplo, 86% no domingo pelas 14:00. Além disso, na quarta-feira às 12:00, o fotovoltaico injeta na rede 6431 MW. A produção das centrais térmicas varia inversamente com a produção fotovoltaica e eólica. Durante esta semana, estas unidades operam durante 35h à sua capacidade nominal (3726 MW). O excedente de produção ocorre geralmente entre as 11:00 e as 15:00 (com exceção da quinta-feira) e coincide com os períodos de maior produção fotovoltaica.

Sistema de eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050

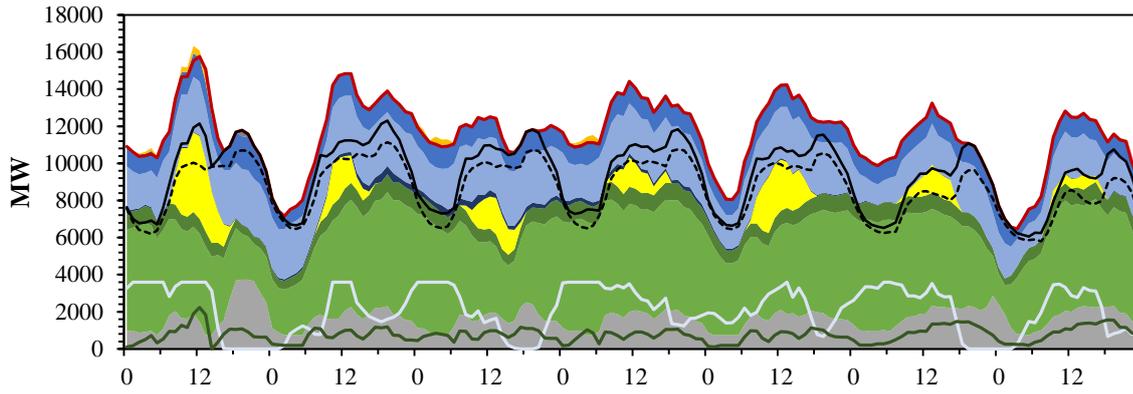


Figura 48 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Inverno para 2050.

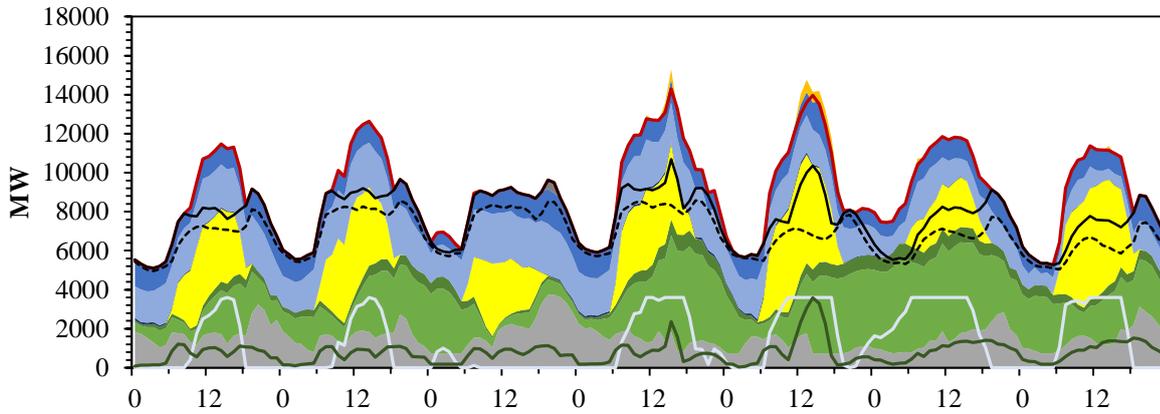


Figura 49 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Primavera para 2050.

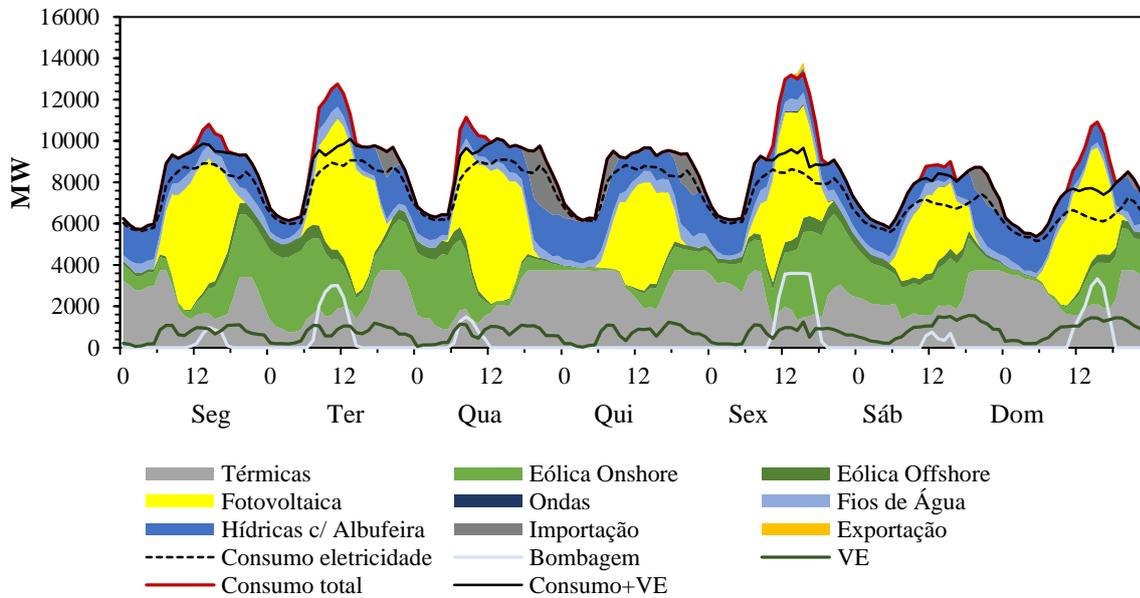


Figura 50 – Diagrama de carga de produção para uma semana representativa de Verão para 2050.

6. Conclusões

Este estudo surgiu da intenção de desenvolver e analisar um conjunto de cenários que representassem a evolução do sistema elétrico nacional até 2050, baseado nas projeções existentes na literatura e tendo em conta as metas europeias definidas no pacote europeu Energia-Clima.

Atualmente, o setor da eletricidade encontra-se em processo de modificação no que diz respeito à forma de produção. As fontes de energia renovável têm tomado cada vez mais relevo no sistema eletroprodutor português, funcionando como alternativa tendencialmente descentralizada às convencionais centrais termoelétricas fósseis. Contudo, a integração de energias renováveis em elevada escala num sistema elétrico no futuro levanta problemas, relacionados com a gestão de eletricidade, devido à variabilidade da produção renovável. Existem, no entanto, estratégias para lidar com esta variabilidade, como por exemplo armazenar a eletricidade excedentária para utilização nos períodos de necessidade.

Neste contexto, analisou-se a evolução do sistema elétrico de Portugal. Naturalmente, dada a esperada eletrificação automóvel, incluiu-se, também, o sector dos veículos de passageiros. Desta forma, analisou-se o potencial dos VE como sistema distribuído de armazenamento de eletricidade. Para isso, foi necessário recorrer a um motor de simulação dedicado que permitisse a modelação de um sistema elétrico e o setor dos transportes. O escolhido foi o EnergyPLAN.

Para verificar a validade do modelo criado no EnergyPLAN, definiu-se um ano de referência que representasse um ano histórico, o qual deveria ser, preferencialmente, o ano mais recente que fosse possível a obtenção de dados. Deste modo, 2014 foi escolhido como o ano de referência, representando a base do estudo. A validade do modelo é aferida numa simulação do consumo de eletricidade, produção por tecnologia, o consumo de fonte de energia primária, penetração renovável e emissões de CO₂. O modelo, depois de afinado, revelou pequenas discrepâncias em relação aos valores registados para o mesmo ano na literatura, pelo que se considerou calibrado.

Partindo do cenário de referência, estabeleceram-se sete cenários exploratórios que visam representar a evolução do sistema elétrico e de transportes português até 2050. Os cenários foram os anos de 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 e 2050.

Reunidos todos os dados necessários para a construção dos cenários, procedeu-se às simulações onde foram avaliados diversos resultados: o balanço anual do consumo e da produção de eletricidade por tecnologia; a necessidade de interligação; a quantidade de emissões de CO₂; os investimentos em novas unidades de produção para cada um dos cenários e custos fixos de operação e manutenção correspondentes; o diagrama de carga e de produção para três semanas exemplificativas, de Inverno, Primavera e Verão.

Os resultados anuais mostram um consumo total de eletricidade de 73,13 TWh sendo que 9% representa o consumo associado ao carregamento de VE em 2050. O planeamento de um sistema elétrico baseado numa percentagem considerável de VE deve ser gerido minuciosamente para que o carregamento de VE seja promovido durante os períodos mais adequados e controlado quando a produção é inferior. Relativamente à evolução da produção líquida por tecnologia, foi possível verificar que em 2050 58% do consumo é abastecido por energia eólica e hídricas, 24% por centrais térmicas (a gás natural ou biomassa) e 18% por energia fotovoltaica. As centrais fotovoltaicas registam o maior aumento da penetração ao longo dos cenários.

Quanto à interligação, embora esta não tenha sido considerada nas simulações no EnergyPLAN, este apresentou períodos dos quais se registam défices e excessos de produção. Através dos resultados verificou-se que a necessidade de importação é superior à de exportação em todos os cenários. Isto deve-se ao fato das estratégias adotadas de armazenamento de energia

Capítulo 6 – Conclusões

no EnergyPLAN, que contribuíram para a absorção da maioria do excedente de produção. Contudo, é necessária, ainda assim, uma capacidade de interligação que garanta o fornecimento de energia interruptamente. Por exemplo, em 2035, o cenário mais crítico, verificou-se que são várias as horas durante o ano que se registam potências necessárias de interligação iguais ou superiores a 3000 MW. Por outro lado, entre 2035-50, as necessidades de interligação diminuem como consequência da adaptação do consumo à produção através do carregamento inteligente de VE.

As emissões de CO₂ associadas aos setores da eletricidade e dos transportes foram usadas como parâmetro para quantificar o impacto ambiental de cada um dos cenários. Verifica-se um decréscimo gradual desde o primeiro ao último cenário futuro (18,81 Mt em 2020 para 6,11 Mt em 2050). Esta queda de 68% deve-se a uma estrutura mais verde dos setores da eletricidade e dos veículos de passageiros. Em 2030 a redução alcançada é de 45%, mais do que a meta europeia para esse ano, atendendo ao Pacote Energia-Clima (40% – vide Introdução).

Relativamente aos indicadores económicos, verifica-se diferentes investimentos para cada um dos cenários. No período 2014-2020 os investimentos são principalmente em centrais hídricas com albufeira (4698 M€) e centrais fotovoltaicas (1362 M€), enquanto o quinquénio 2020-25 as centrais fotovoltaicas já absorvem a maior parcela dos investimentos (1426 M€). Entre 2030 e 2035 os investimentos dividem-se entre as centrais fotovoltaicas (373 M€), centrais eólicas *offshore* (343 M€) e centrais de aproveitamento das ondas (573 M€), que começam a dar os primeiros passos. Estas últimas, por serem de capital intensivo, têm custos de investimento muito elevados. No quinquénio 2045-50 regista-se o investimento total de 1890 M€, sendo o mais baixo quando comparado com os restantes períodos. Isto deve-se ao fato de tecnologias como a eólica *onshore* atingirem o seu ponto de saturação. Em 2050, os 30,19 GW de potência instalada implicam custos fixos de operação e manutenção na ordem dos 1400 M€.

Os diagramas de carga e produção mostram, acima de tudo, o elevado potencial renovável português em qualquer uma das semanas exemplificativas. Por um lado, durante o Inverno a produção eólica e hídrica pode ser suficiente para suprir a totalidade do consumo em certos períodos. Por outro, no Verão a produção fotovoltaica constitui uma parte considerável do *mix* energético. De um modo geral, nas semanas de Inverno, verifica-se produção excedentária de eletricidade ao longo de quase toda a semana, resultado dos elevados regimes de vento e precipitação característicos do período de análise. Nas semanas de Primavera foi possível verificar um *mix* energético mais repartido, com uma presença considerável das três principais fontes renováveis não-despacháveis, eólica, fotovoltaica e hídrica de fio-de-água. Nas semanas de Verão a produção é assegurada pelas centrais despacháveis (térmicas e hídricas) e pelas centrais fotovoltaicas, que registam um grande peso em certos períodos do dia, essencialmente entre as 10-15:00. É no Verão que se registam maiores défices de produção devido à falha de geração. Relativamente à produção excedentária, é possível verificar uma clivagem entre a bombagem hidroelétrica e o carregamento de veículos elétricos. Durante o Inverno, verificou-se que a bombagem hidroelétrica está em funcionamento em grande parte do tempo, operando mesmo por vezes à sua capacidade nominal e absorvendo o excedente de produção nomeadamente eólico e hídrico de fio-de-água. Durante a Primavera e o Verão a bombagem é inferior, centrando-se, essencialmente, nos períodos de maior produção fotovoltaica.

No caso do carregamento de VE, foram testadas duas estratégias de carregamento: não inteligente e inteligente. No primeiro caso, os VE carregam sempre que se encontram estacionados. Esta estratégia foi testada nos cenários até 2035, em que a penetração de VE não é muito expressiva, e por isso o seu consumo não se traduz em grandes estrangimentos na rede.

Contudo, uma frota de VE maior levaria eventualmente à sobrecarga do sistema elétrico. Relativamente ao carregamento inteligente, o EnergyPLAN promove o carregamento durante os períodos de maior produção. Nos cenários dos anos 2040, 2045 e 2050, o carregamento inteligente é mais considerável entre as 12-15:00, verificando-se, portanto, uma complementaridade entre a fotovoltaica e o carregamento inteligente.

De um ponto de vista do armazenamento energético, atendendo aos resultados dos diagramas de carga podem-se tirar duas conclusões: a primeira é que até ao cenário 2030 não existe maneira de canalizar o excedente de produção a não ser através da bombagem hidroelétrica. A eficiência conjugada deste processo é, contudo, cerca de 50-60%, considerando as eficiências combinadas da bombagem e turbinagem bem como as perdas relativas à transmissão. Por outro lado, o crescimento da frota de veículos entre 2030-50 permite que parte do excedente de produção renovável possa passar a ser canalizado para as suas baterias. De um ponto de vista estratégico, seria interessante substituir em grande parte a bombagem pelo carregamento de carros elétricos, processo muito mais eficiente, e antecipar a integração de veículos elétricos na rede.

Com base neste estudo, pode-se afirmar que Portugal beneficia largamente com a progressiva eletrificação dos veículos de passageiros e unificação deste sector com o da eletricidade, cada vez mais verde. Daqui resulta uma forte diminuição da dependência energética do país e no aumento da sua autossuficiência.

6.1. Limitações e trabalhos futuros

Ao longo deste trabalho encontraram-se algumas limitações que levaram a simplificações a fim de as contornar. Dessas limitações destacam-se duas: (1) apesar de alguns estudos já feitos indicarem a gradual redução da precipitação em Portugal, faltam dados mais concretos que possibilitem a elaboração de padrões de pluviosidade para o país a longo-prazo. Deste modo, assumiu-se que até 2050 o índice de pluviosidade é o mesmo que o registado em 2014, o que parece ser um pouco otimista, do ponto de vista de um planeamento energético. Contudo serviu os objetivos de analisar cenários com elevada penetração renovável; (2) o modelo do EnergyPLAN não permite ao utilizador escolher a canalização do excesso de eletricidade entre três possíveis meios: interligação, bombagem hidroelétrica e carregamento de veículos elétricos. Embora em parte se tenha contornado esta limitação, seria interessante futuramente o EnergyPLAN prever essa possibilidade.

Futuramente seria pois interessante fazer uma análise de sensibilidade para efeitos das alterações climáticas, nomeadamente redução dos padrões de precipitação e consequente alteração da produção hídrica.

Outro trabalho futuro pode ser uma análise dos custos de manter as centrais térmicas a gás natural com um fator de capacidade muito baixo. Esta tecnologia tendencialmente serve principalmente de *backup* da produção renovável e, portanto, intervém no sistema só em períodos específicos. O fato de serem utilizadas quase exclusivamente para compensar falhas de produção renovável implica rendas dispendiosas, que poderão eventualmente ser evitadas com o futuro armazenamento de energia nos veículos elétricos. Por outras palavras, é necessário ter tanta capacidade instalada de centrais a gás natural se as tecnologias de armazenamento realmente crescerem como o previsto?

Como último trabalho futuro sugerido, seria interessante perceber de que maneira o crescimento antecipado de veículos elétricos influenciaria o panorama energético futuro.

7. Referências

- [1] V. Smil, “World history and energy,” *Encycl. Energy*, vol. 6, pp. 549–561, 2004.
- [2] eurogas, “Statistical Report,” 2013.
- [3] British Petroleum, “BP Statistical Review of World Energy June 2015,” 2015.
- [4] J. Chorincas, “Contributo das intervenções do QREN em contexto urbano para o aumento da eficiência energética,” 2013.
- [5] IPCC, “Climate Change 2014 Synthesis Report Summary Chapter for Policymakers,” 2014.
- [6] Deloitte and APREN, “Impacto macroeconómico do sector da eletricidade renovável em Portugal,” 2014.
- [7] “APA - Políticas > Alterações Climáticas > Resposta Internacional e Europeia > Protocolo de Quioto.” [Online]. Available: <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=119&sub3ref=500>. [Accessed: 14-Oct-2015].
- [8] “APA - Políticas > Alterações Climáticas > Resposta Internacional e Europeia > Política Climática UE 2020.” [Online]. Available: <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=119&sub3ref=506>. [Accessed: 14-Oct-2015].
- [9] European Council, “Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework,” 2014.
- [10] Comissão Europeia, “Acordo histórico sobre o clima em Paris: UE lidera esforços mundiais,” 2015.
- [11] European Commission, “Roadmap 2050,” 2012.
- [12] U.S. Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook 2013,” 2013.
- [13] Agência Portuguesa do Ambiente, “Departamento de Alterações Climáticas (DCLIMA),” 2014.
- [14] R. Sims, P. Mercado, W. Krewitt, G. Bhuyan, D. Flynn, H. Holttinen, G. Jannuzzi, S. Khennas, Y. Liu, L. J. Nilsson, O. Joan, K. Ogimoto, M. O’Malley, H. Outhred, Ø. Ulleberg, and F. van Hulle, “Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems,” 2011.
- [15] L. Bird, M. Milligan, and D. Lew, “Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions,” no. September, p. 14, 2013.
- [16] Eurelectric, “Flexible generation: Backing up renewables,” 2011.
- [17] B. Rangoni, “A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain,” *Util. Policy*, vol. 23, pp. 31–39, Dec. 2012.
- [18] A. Ulbig, S. Member, and G. Andersson, “On Operational Flexibility in Power Systems,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, p. 9, 2012.
- [19] Y. H. Wan, “Long-Term Wind Power Variability Long-Term Wind Power Variability,” 2012.
- [20] A. Estanqueiro, “The future energy mix paradigm: How to embed large amounts of wind generation while preserving the robustness and quality of the power systems?,” *Wind Power*, p. 22, 2009.
- [21] “Welcome to PVCDDROM | PVEducation.” [Online]. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom>. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [22] “Welcome to PVCDDROM | PVEducation.”
- [23] T. Gül and T. Stenzel, “Variability of Wind Power and Other Renewables - Management options and strategies,” pp. 1–57, 2005.
- [24] E. Wiemken, H. G. Beyer, W. Heydenreich, and K. Kiefer, “Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany,” *Sol. Energy*, vol. 70, no. 6, pp. 513–518, 2001.
- [25] J. Rodrigues, N. Costa, and P. Lopes, “Controlador de tensão e frequência em geradores síncronos.”

- [26] I. M. de Alegría, J. Andreu, J. L. Martín, P. Ibañez, J. L. Villate, and H. Camblong, "Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 8, pp. 1858–1872, Oct. 2007.
- [27] Ren - Rede Eléctrica Nacional, "Relatório de Qualidade de Serviço," 2011.
- [28] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths, B. Lange, O. Mark, J. Olav, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, J. C. Smith, and F. van Hulle, "Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems , results of IEA collaboration," *8th Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst. as well as Transm. Networks Offshore Wind Farms*, pp. 14–15, 2009.
- [29] P. Sørensen, A. K. Unnikrishnan, and S. A. Mathew, "Wind farms connected to weak grids in India," *Wind Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 137–149, 2001.
- [30] Ren - Rede Eléctrica Nacional, "Perspectiva Da Gestão Técnica Do Sistema Eléctrico," 2010.
- [31] D. Connolly, "The Integration of Fluctuating Renewable Energy Using Energy Storage," Univeristy of Limerick, 2010.
- [32] "Tesla Powerwall." [Online]. Available: http://www.teslamotors.com/en_EU/powerwall?redirect=no. [Accessed: 20-Nov-2015].
- [33] M. Semadeni, "Energy storage as an essential part of sustainable energy systems: A review on applied energy storage technologies," *Energy*, no. 24, pp. 1–49, 2003.
- [34] G. Ardizzon, G. Cavazzini, and G. Pavesi, "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 746–761, Mar. 2014.
- [35] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Oct. 2014.
- [36] S. V. Papaefthymiou, E. G. Karamanou, S. a. Papathanassiou, and M. P. Papadopoulos, "A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Ikaria," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 163–172, 2010.
- [37] O. A. Jaramillo, M. A. Borja, and J. M. Huacuz, "Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power," *Renew. Energy*, vol. 29, no. 11, pp. 1887–1909, Sep. 2004.
- [38] "Complementaridade Hídrica-Eólica - Centros Produtores | edp - viva a nossa energia." [Online]. Available: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_pe.php. [Accessed: 05-Sep-2015].
- [39] A. Foley, B. Tyther, P. Calnan, and B. Ó Gallachóir, "Impacts of Electric Vehicle charging under electricity market operations," *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 93–102, Jan. 2013.
- [40] W. Kempton and J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue," *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, Jun. 2005.
- [41] A. Schuller and J. Hoeffler, "Assessing the Impact of EV Mobility Patterns on Renewable Energy Oriented Charging Strategies," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 32–39, 2014.
- [42] B. Soares M.C. Borba, A. Szklo, and R. Schaeffer, "Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil," *Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 469–481, Jan. 2012.
- [43] F. Orecchini and A. Santiangeli, "Beyond smart grids – The need of intelligent energy networks for a higher global efficiency through energy vectors integration," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 13, pp. 8126–8133, Jul. 2011.
- [44] International Energy Agency, "Technology Roadmap - Smart Grids," *Current*, p. 52, 2011.
- [45] P. Crossley and A. Beviz, "Smart energy systems: Transitioning renewables onto the grid," *Renew. Energy Focus*, vol. 11, no. 5, pp. 54–59, Sep. 2010.
- [46] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, Apr. 2010.
- [47] "EnergyPLAN | Advanced energy systems analysis computer model." [Online].

- Available: <http://www.energyplan.eu/>. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [48] H. Lund, “EnergyPLAN Advanced Energy Systems Analysis Computer Model,” 2015.
- [49] N. A. Le and S. C. Bhattacharyya, “Integration of wind power into the British system in 2020,” *Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 5975–5983, Oct. 2011.
- [50] H. Lund, “Large-scale integration of wind power into different energy systems,” *Energy*, vol. 30, no. 13, pp. 2402–2412, 2005.
- [51] B. Ćosić, G. Krajačić, and N. Duić, “A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia,” *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 80–87, Dec. 2012.
- [52] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, “The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 2, pp. 502–507, Feb. 2011.
- [53] E. Masonas, L. R. Madsen, M. Quatrehomme, R. Breskis, and T. Guillamet, “Design of a 100 % renewable energy plan for the Faroe Islands,” 2011.
- [54] D. W. Drysdale, “Making New Zealand’s Energy System Renewable,” 2014.
- [55] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, E. Pican, and M. Leahy, “The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage,” *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 47–60, Jul. 2012.
- [56] H. Lund and W. Kempton, “Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, Sep. 2008.
- [57] P. Nunes, T. Farias, and M. C. Brito, “Day charging electric vehicles with excess solar electricity for a sustainable energy system,” *Energy*, vol. 80, pp. 263–274, 2015.
- [58] T. M. Pires, “Papel do armazenamento de energia em sistemas energéticos com elevada penetração de renováveis: avaliação do potencial para Portugal,” 2014.
- [59] H. Lund, “Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 503–515, Apr. 2006.
- [60] “Electricity Grid: Key Terms and Definitions | Vision of Earth.” [Online]. Available: <http://www.visionofearth.org/industry/electricity-grid-key-terms-and-definitions/>. [Accessed: 19-Jan-2016].
- [61] D. Connolly, “Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool,” 2013.
- [62] “REN - O Setor Elétrico.” [Online]. Available: http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#1. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [63] REN, “ABASTECIMENTO DO CONSUMO POWER GENERATION,” p. 2014, 2014.
- [64] M. Matos, “Diagramas de carga,” 2005.
- [65] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Ciclo Horário,” 2009.
- [66] T. Data, “Dados técnicos,” 2014.
- [67] M. Matos, “Diagramas de carga,” vol. 1, pp. 1–12, 2005.
- [68] “REN - Página Inicial.”
- [69] “Portal ERSE - Rede Nacional de Transporte (RNT).” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/atividadesdosector/transporte/Paginas/RedeNacionaldeTransporteRNT.aspx?master=ErsePrint.master>. [Accessed: 22-Aug-2015].
- [70] A. Estanqueiro, C. B. Mateus, and R. Pestana, “Operational Experience of Extreme Wind Penetrations,” *Proc. 9th Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst. as well as Transm. Networks Offshore Wind Farms*, pp. 34–39, 2010.
- [71] Ren - Rede Eléctrica Nacional, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2011,” 2015.
- [72] Carbon Trust, “Conversion Factors,” 2013.
- [73] Direção Geral de Energia e Geologia, “Balanço energético - sintético,” 2014.
- [74] “Estatística Diária - Hidráulica.” [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaHidraulica.aspx>. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [75] “EDP.” [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/Pages/homepage.aspx>. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [76] eurelectric, “Efficiency in electricity generation,” 2003.
- [77] “REN - Página Inicial.” [Online]. Available: <http://www.ren.pt>. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [78] Ren - Rede Eléctrica Nacional, “Sistema eletroprodutor - informação mensal: Dezembro

- 2014,” 2014.
- [79] “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH),” 2007.
- [80] International Energy Agency (IEA), “Technology Roadmap Hydropower,” 2012.
- [81] University of Wisconsin-Madison, “Active Power Ramp Rates,” 2013.
- [82] Ren - Rede Eléctrica Nacional, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2011,” p. 72, 2015.
- [83] European Commission, “EU Energy, Transport and GHG Emissions - Trends to 2050,” 2014.
- [84] Ren - Rede Eléctrica Nacional, “DADOS TÉCNICOS 2010,” 2011.
- [85] “Electric power transmission and distribution losses.” [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>. [Accessed: 22-Jan-2016].
- [86] Dgeg, “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2013-2030,” 2013.
- [87] Ren - Rede Eléctrica Nacional, “A energia eólica em Portugal 2012,” 2013.
- [88] J. Gouveia, J. Seixas, P. Fortes, and L. Dias, “Competitiveness of different renewable electricity generation technologies: case study of Portugal 2020-2050,” 2011.
- [89] A. Associação and D. E. Renováveis, “Impacto macroeconómico do setor da electricidade de origem renovável em Portugal Índice,” 2014.
- [90] J. Gouveia, J. Seixas, P. Fortes, and L. Dias, “O UTLINE → Context and Objectives → Methodology → Results → Conclusions,” *Energy Policy*, pp. 1–11, 2011.
- [91] C. Augusto, S. Silva, C. Augusto, S. Silva, S. Matias, A. Raventos, and M. Silva, “RoadMap para as Energias Renováveis Offshore em Portugal,” 2008.
- [92] A. Estanqueiro, “Energia Eólica Offshore Levantamento do potencial do país, Levantamento do potencial do país, limitações e soluções tecnológicas,” 2010.
- [93] “Sowfia : Login.” [Online]. Available: <http://sowfia.hidromod.com/PivotMapView/>. [Accessed: 29-Sep-2015].
- [94] European Commission, “Roadmap to a Single European Transport Area—Towards a competitive and resource efficient transport system,” 2011.
- [95] Agência Portuguesa do Ambiente, “Portuguese national inventory report on greenhouse gases, 1990-2012,” 2014.
- [96] International Energy Agency (IEA), “Technology roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles,” 2011.
- [97] “MCR16.” [Online]. Available: <http://magnumcap.com/pt/index.php/solutions/renewables-smartgridintegration?id=25>. [Accessed: 23-Jun-2015].
- [98] Instituto Nacional de Estatística, Instituto Nacional de Estatística, Direcção Regional do Norte, and financ. Direcção Geral de Transportes Terrestres, *Inquérito à mobilidade da população residente: 2000*, vol. 5. 2002.
- [99] “REDE MOBILE – Definição e Pontos de Carregamento - Rede.” [Online]. Available: <https://www.mobie.pt/o-carregamento>. [Accessed: 30-Sep-2015].
- [100] J. Lopes and F. Soares, “Smart charging strategies for electric vehicles: Enhancing grid performance and maximizing the use of variable renewable energy sources,” ... *Fuel Cell Electr. ...*, pp. 1–11, 2009.
- [101] D. Maya-Drysdale and K. Hansen, “100 % Renewable Energy Systems in the Scandinavian Region,” 2014.
- [102] J. García-Villalobos, I. Zamora, J. I. San Martín, F. J. Asensio, and V. Aperribay, “Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 717–731, Oct. 2014.
- [103] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Wehl, “Demand Dispatch,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, pp. 20–29, 2010.
- [104] H. Lund and W. Kempton, “Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, Sep. 2008.
- [105] “Economics of renewable energy power plants.” [Online]. Available: <http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/context/economics.php>. [Accessed: 16-

- Oct-2015].
- [106] H. Ramos, A. B. de Almeida, M. M. Portela, H. P. de Almeida, and A. C. Quintela, *Guideline for Design of SMALL HYDROPOWER PLANTS*. 2000.
 - [107] Fraunhofer ISE, “Current and Future Cost of Photovoltaics,” 2015.
 - [108] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, and C. von Hirschhausen, “Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050,” 2013.
 - [109] M. J. M. Soares, “Modeling a renewable electricity system: the Portuguese case,” University of Minho, 2014.
 - [110] J. Bertsch, C. Growitsch, S. Lorenczik, and S. Nagl, “Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios Study on behalf of the International Energy Agency (IEA),” 2012.