



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Luís David Ferradoza de Albuquerque

**A AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA EVOLUÇÃO
DO SISTEMA ELETROPRODUTOR
PORTUGUÊS PARA 2050**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores, orientada pelo Professor
Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra**

Maio de 2022

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DAS METAS DA
EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELETROPRODUTOR
PORTUGUÊS PARA 2050**

Luís David Ferradoza de Albuquerque

ORIENTADOR:

Pedro Manuel Soares Moura

JÚRI:

Carlos Alberto Henggeler de Carvalho Antunes

Luís Miguel Pires Neves

Pedro Manuel Soares Moura

Coimbra, Maio 2022

Agradecimentos

Um agradecimento especial ao meu orientador Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura pela sua prontidão, disponibilidade, paciência e por todo o conhecimento transmitido, que me possibilitou a elaboração desta dissertação.

Quero agradecer também à minha família. Em especial ao meu pai, à minha mãe e à minha irmã por me acompanharem neste percurso, por me apoiarem de todas as formas possíveis e por nunca me deixarem desistir.

Para concluir, quero agradecer aos meus colegas e amigos pelo apoio e presença incondicional durante toda esta fase.

Resumo

Face às constantes alterações climáticas e ao seu impacto no Planeta Terra torna-se necessário haver uma reação por parte dos países, reação esta que se baseia na integração de fontes renováveis no setor elétrico. Contudo, um dos grandes entraves é a intermitência das fontes renováveis que assim obrigam a um planeamento da sua implementação, de forma a avaliar o seu potencial, como também a variabilidade do perfil de geração.

Deste modo, pretende-se nesta dissertação simular a visão do governo português para o Sistema Eletroprodutor Português, sendo este sistema constituído por 100% de energia renovável até ao ano de 2050, recorrendo para tal a uma ferramenta de modelagem para o sistema de energia, o EnergyPLAN. Este software de simulação de sistemas de energia assegura a sua avaliação com base na distribuição de consumo e da disponibilidade das fontes renováveis intermitentes, permitindo, deste modo, analisar detalhadamente as evoluções dos sistemas simulados.

Para tal, foi elaborada uma simulação fiel do Sistema de Elétrico Português no ano de 2019, que serviu de base para a elaboração do cenário futuro para o ano de 2050, tendo em conta todas as previsões relacionadas com o aumento de geração renovável e consumo e da diminuição da produção proveniente de combustíveis fósseis.

Versa, desta forma, o trabalho sobre uma análise técnica a longo prazo, avaliando os problemas que surgem pela intermitência das fontes renováveis considerados no trabalho, que originam períodos extremos, seja de escassez ou de excesso de geração, sendo a lacuna mais grave a incapacidade de assegurar a procura durante todo o ano. Assim, concluiu-se que é muito dificilmente manter a fiabilidade do sistema em anos extremos.

Por último, importa procurar e criar soluções para aumentar a fiabilidade, recorrendo-se para o efeito ao aumento do armazenamento de energia e, ou, ao aumento da capacidade de interligações e, ou, aumento de potência instalada de centrais térmicas. Foram assim analisados cenários que permitem aumentar a fiabilidade do sistema, sem alterar substancialmente os objetivos do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

Palavras-Chave: Neutralidade Carbónica, EnergyPLAN, Geração Renovável, Fiabilidade do Sistema, Setor Electroprodutor

Abstract

Given the constant climate change and its impact on Planet Earth, the countries need to react, mainly based on the integration of renewable sources in the electricity sector. However, one of the major obstacles is the intermittence of renewable sources, which requires planning their implementation, in order to assess their potential, as well as the variability of the generation profile.

In this way, this dissertation intends to simulate the vision of the Portuguese government for the Portuguese Electricity System, which is made up of 100% renewable energy until the year 2050, using a modeling tool for the energy system, EnergyPLAN. This energy systems simulation software ensures their evaluation based on the distribution of consumption and the availability of intermittent renewable sources, thus allowing a detailed analysis of the evolution of the simulated systems.

To this end, a realistic simulation of the Portuguese Electricity System was prepared using data from 2019, which served as a basis for the elaboration of future scenarios for the year 2050, taking into account all the forecasts related to the increase in renewable generation and consumption and reduction in production from fossil fuels.

In this way, the work deals with a long-term technical analysis, evaluating the problems that arise from the intermittence of renewable sources considered in the work, which give rise to extreme periods, whether of scarcity or excess of generation, the most serious gap being the incapacity to ensure demand throughout the year. Thus, it was concluded that it is very difficult to maintain the reliability of the system in extreme years. Finally, it is important to seek and create solutions to increase reliability, using for this purpose the increase in energy storage and, or, the increase of the capacity of interconnections and, or, increase the installed capacity of thermal plants. Scenarios were thus analyzed that allow increasing the reliability of the system, without substantially changing the objectives of the Roadmap for Carbon Neutrality 2050.

Keywords: Carbon Neutrality, EnergyPLAN, Renewable Generation, System Reliability, Electricity Sector

Lista de acrónimos

CEEP – *Critical Excess Energy Production* (Excesso Crítico de Geração de Energia)

CIDEP – *Critical Deficit Electricity Production* (Défice Crítico de Geração de Energia)

CHP – *Combined heat and power* (Produção combinada de calor e eletricidade - Cogeração)

EEEP – *Exportable Excess Energy Production* (Excesso Exportável de Geração de Energia)

GEE – Gases com Efeito de Estufa

IDEP – *Importable Deficit Electricity Production* (Défice Importável de Geração de Energia)

IPH – Índice de Produtividade Hidrelétrica

PNEC 2030 – Plano Nacional Integrado Energia-Clima 2030

RES – *Renewable Energy Sources* (Fontes de Energia Renovável)

RNC 2050 – Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

UE – União Europeia

Índice

Índice de Figuras.....	iii
Índice de Tabelas	iv
1. Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Estrutura da dissertação.....	2
2.Modelos e Ferramentas para Sistemas de Energia.....	5
2.1 Modelos.....	5
3.Sistema de Energia Português.....	13
3.1 Contexto Atual de Portugal	13
2.1 Metas Futuras Para Portugal	15
4.Simulação do Sistema Electroprodutor Português de 2019.....	21
4.1 Escolha do Ano de Referência	21
4.2 Dados.....	22
5. Avaliação dos Cenários Previstos para 2050	28
5.1 Tratamento de dados	28
5.2 Resultados da Simulação.....	30
5.3 Análise de Estabilidade do Sistema	32
6. Opção de Viabilidade para o RNC2050.....	38
6.1 Capacidade das interligações	38
6.2 Armazenamento	39
6.3 Cenário proposto	41
7.Conclusões e Trabalho Futuro	43
7.1. Conclusões	43
7.2. Trabalhos Futuros.....	44
8.Referências Bibliográficas	46
Anexos	51
Anexo 1 - Geração renovável 2019 real e calculada pelo EnergyPlan	51
Anexo 2 - Geração renovável 2050 do cenário Seco, Normal e Húmido	54

Índice de Figuras

Figura 1-Esquema de Funcionamento do Software EnergyPLAN	9
Figura 2-Evolução do Consumo de Energia Final, de 2015 até 2050[37].....	18
Figura 3-Evolução da Capacidade Instalada do Setor Eletroprodutor até 2050 [37]	19
Figura 4-Comparação entre o Consumo Mensal Real de 2019 e o Consumo Mensal calculado pelo EnergyPLAN.....	26
Figura 5-Índice de Produtibilidade Hídrica de 2012 a 2020.....	29
Figura 6-Geração Total e Renovável do ano 2019 em comparação com a Geração Total Renovável na Simulação para o ano 2050 (Normal, Seco e Húmido).....	31
Figura 7-Consumo, armazenamento e Exportações da semana de Verão	32
Figura 8-Produção, Armazenamento e importações da semana de Verão (na presente figura, com o objetivo de simplificar a compreensão e análise foi feita uma aglomeração de várias gerações)	33
Figura 9- Importações e exportações da semana de Verão	33
Figura 10-Consumo, armazenamento e Exportações da semana de Inverno.....	34
Figura 11- Produção, Armazenamento e importações da semana de Inverno (na presente figura, com o objetivo de simplificar a compreensão e análise foi feita uma aglomeração de várias gerações)	34
Figura 12-Importações e exportações da semana de Inverno	35
Figura 13-Comparação entre a variação das Exportações em função do aumento das baterias..	39
Figura 14- Comparação entre a Geração Fotovoltaica Real e a calculada pelo EnergyPLAN....	51
Figura 15- Comparação entre a Geração Eólica Real e a calculada pelo EnergyPLAN	51
Figura 16- Comparação entre a Geração Hídrica com Albufeira Real e a calculada pelo EnergyPLAN.....	52
Figura 17- Comparação entre a Geração Mini-Hídrica Real e a calculada pelo EnergyPLAN ..	52
Figura 18- Comparação entre a Geração Fio de Água Real e a calculada pelo EnergyPLAN....	53
Figura 19- Geração Eólica 2050 dos 3 cenários simulados	54
Figura 20- Geração Fotovoltaica 2050 dos 3 cenários simulados	54
Figura 21- Geração Hídrica com Albufeira 2050 dos 3 cenários simulados	55
Figura 22- Geração Fio de Água 2050 dos 3 cenários simulados.....	55
Figura 23- Geração Mini-Hídrica 2050 dos 3 cenários simulados	56

Índice de Tabelas

Tabela 1-Caraterísticas dos Modelos de Simulação	8
Tabela 2-Potência Instalada de Energias Renováveis em Portugal de 2013 a 2020 [34]	13
Tabela 3- Produção Anual de Energia Renováveis em Portugal de 2013 a 2020 [34]	14
Tabela 4 -Tabela Indicativa de Referências /Fontes dos Dados utilizados	22
Tabela 5- Potência Instalada e Eficiência das Centrais Termoelétricas em Portugal	24
Tabela 6- Consumo e Potência Instalada no Sistema Elétrico Português [38]	25
Tabela 7- Valores e Erro associado ao Consumo Mensal Real de 2019 e ao Consumo Mensal calculado pelo EnergyPLAN	26
Tabela 8- Valores e Variações associadas à Geração Renovável Real e Simulada pelo EnergyPLAN de 2019	27
Tabela 9-Valores Necessários à Simulação de 2050	30
Tabela 10- Emissões de CO ₂ de 2019 e simulações de 2050	31
Tabela 11- Valores de Importação, Exportação, EEEP, IDEP e CIDEP	37
Tabela 12- Valores de Importação, Exportação, EEEP, IDEP e CIDEP do cenário proposto	41

1. Introdução

1.1 Motivação

A humanidade enfrenta um dos maiores desafios de todos os tempos, as alterações climáticas. Após longos anos de debate chegou-se ao Acordo de Paris, que assume como objetivo evitar chegar a um ponto em que será impossível reverter os efeitos das alterações climáticas cada vez mais graves.

Portugal, com o intuito de fazer frente a este problema, e no âmbito dos compromissos da União Europeia, apresentou o Plano Nacional Integrado Energia-Clima 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. Ambos definem metas ambiciosas para a evolução do sistema electroprodutor português, tendo como objetivo principal assegurar 100% de geração renovável até 2050. Tal é conseguido devido a uma forte aposta em fontes renováveis intermitentes distribuídas, principalmente na energia solar fotovoltaica.

Contudo, a variabilidade dessa opção de geração pode resultar em geração em excesso, em dificuldades para assegurar a fiabilidade do sistema e também em necessidades de *curtailment* da geração. Para assegurar a fiabilidade nestes cenários são necessários recursos flexíveis, capazes de variar rapidamente o seu nível de potência e de arrancar e parar várias vezes ao dia [1]. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/>, Estatísticas rápidas - nº 192 - novembro de 2020.

. Revela-se assim importante, avaliar os cenários futuros de penetração em larga escala de energia solar fotovoltaica na rede portuguesa e para tais cenários avaliar as necessidades de recursos flexíveis e o tipo de recursos que pode garantir tais requisitos (incluindo recursos de geração, armazenamento e controlo da procura).

1.2 Objetivos

O governo português traçou linhas estratégicas para o futuro do sistema eletroprodutor português com base no Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. Estes têm metas bem definidas, tais como a grande aposta na energia solar, a par da utilização de baterias e ainda a hídrica de bombagem com armazenamento, para assegurar a flexibilidade necessária para fazer face à variabilidade da geração renovável.

Desta forma, pretende-se analisar se o rumo definido pelos planos acima referidos é efetivamente viável, ou seja, se através de uma realização da simulação do sistema eletroprodutor para 2050 é exequível, passando os objetivos principais deste trabalho por

- Analisar a viabilidade da capacidade de armazenamento que se encontra projetada para

2050, isto é, avaliar se a capacidade de armazenamento para o ano de 2050 é suficiente para assegurar o ajuste entre a oferta e a procura de eletricidade;

- Prever as emissões de CO₂ e a percentagem de utilização de fontes de energias renováveis (FER);
- Avaliar cenários complementares ao previsto pelo Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 de forma a alcançar, com base neste, um cenário ideal tanto do ponto de vista económico como da estabilidade do sistema electroprodutor.

A simulação do sistema elétrico português será executada com a utilização do software EnergyPLAN, onde a análise realizada terá em conta as variações meteorológicas, ou seja, em especial será considerado um ano normal, seco e húmido, para analisar de forma mais fidedigna no que diz respeito à hídrica. De apontar, que os cenários previstos serão também avaliados do ponto de vista económico.

1.3 Estrutura da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos. O presente capítulo pretende introduzir o contexto, objetivos e a motivação para abordagem, estudo e análise do Sistema Eletroprodutor Português, com vista a ser constituído por 100% de geração renovável até ao ano de 2050, com recurso à ferramenta EnergyPLAN.

No Capítulo 2 são analisadas várias ferramentas de modelação de sistemas energéticos disponíveis e faz-se uma descrição de projetos onde estes modelos desempenharam o papel principal. A ferramenta escolhida foi o EnergyPLAN e por tal razão, este foi descrito de forma mais detalhada e completa, elencando-se as razões pelas quais foi este o modelo energético selecionado como ferramenta de simulação.

No âmbito do Capítulo 3 faz-se uma contextualização atual de Portugal, analisando: a produção anual de energias renováveis e a potência instalada de energias renováveis. Num segundo ponto, percorrem-se as metas futuras para o país com base no PNEC 2030 e no RNC 2050, nos diversos setores (eletroprodutor, industrial, transportes, entre outros), e faz-se uma análise da evolução do consumo de energia final e evolução da capacidade instalada do sistema eletroprodutor, até ao ano de 2050.

O Capítulo 4 enuncia a escolha e justificação do ano de referência, o ano 2019, onde se prossegue com a simulação desse ano. Explica-se a obtenção e tratamento de dados fornecidos (nomeadamente as distribuições e potência instalada), assim como a sua inserção no simulador. Posteriormente, apresentam-se os resultados (valores de produção mensal) obtidos pelo EnergyPLAN e comparam-se com os valores de produção real, disponibilizados pela REN.

No Capítulo 5 foi elaborado um cenário futuro do sistema elétrico português num horizonte do ano 2050, com base no RNC2050, cenário este que se tripartiu face à variabilidade da geração hídrica, tendo sido por tal realizados três cenários: 2050 Seco, 2050 Normal e 2050 Húmido. Desta forma, estrutura-se a simulação, explicando-se os valores de entrada e como estes se processam. Posteriormente, é feita a simulação, mostrando os valores das energias renováveis e os valores da emissão de CO₂. De seguida, faz-se a análise da estabilidade e da viabilidade do sistema, passando por uma análise geral dos resultados no seu todo.

No âmbito do Capítulo 6 procura-se analisar cenários alternativos que assegurem a viabilidade do plano, isto é, que colmatem as falhas identificadas em torno de uma solução.

Por último, no Capítulo 7, apresentam-se as conclusões do trabalho, destacando os resultados e os aspetos mais relevantes abordados na dissertação. Fornecem-se ainda diretrizes para o trabalho futuro.

2. Modelos e Ferramentas para Sistemas de Energia

Nos dias de hoje as ferramentas de modelagem são parte importante no que diz respeito às melhores práticas de elaboração e implementação de um plano de descarbonização em qualquer organização, cidade e país. [4][5][6]

Existem diversas ferramentas de análise de sistemas de energia, entre as quais CALLIOPE [2], RETSCREEN [3], OEMOF [4], MESSAGEix [5], LEAP[6], AEOLIUS [7], PRIMES [8], MARKAL/TIMES [9] e por último o ENERGYPLAN [10], as últimas cinco ferramentas serão abordadas em pormenor face à importância e maior uso das mesmas e relativamente ao EnergyPLAN por este ser a base do projeto. Estes modelos de planeamento energético são distinguidos com base nas suas características, sendo por fim feita uma análise mais profunda sobre a ferramenta escolhida para esta dissertação, o EnergyPLAN.

2.1 Modelos

LEAP

O LEAP [6], [11] (Long-Range Energy Alternatives Planning System) é uma ferramenta de modelação integrada, desenvolvida pelo Stockholm Environmental Institute. É uma plataforma de análise de baixas emissões, sendo usada para análise de políticas energéticas como também para a avaliação da mitigação das alterações climáticas.

Como funcionalidade principal destaca-se o acompanhamento da produção, do consumo e da extração de recursos nos vários setores de economia. Recorre-se a esta ferramenta, de uma forma geral, com o objetivo de analisar sistemas de energia. A utilização do software pode também servir a análise de emissões de poluentes atmosféricos tornando-o adequado para certos estudos relacionados com os co-benefícios climáticos da redução da poluição atmosférica local.

Esta ferramenta é usada por mais de 5000 utilizadores em pelo menos 190 países, desde agências governamentais a universidades. Tem sido utilizada, inclusive, em diversos artigos [12], [13], [14] publicados recentemente, cujo o estudo teve como alvo o roteiro de ação para o hidrogénio em Portugal [15], servindo para uma análise das emissões de gases de efeito de estufa na Colômbia [16] e também para elaborar cenários e políticas para o desenvolvimentos sustentável de energia urbana na China [17]

AEOLIUS

O AEOLIUS [7] é um modelo de simulação que fora desenvolvido na Alemanha pelo Instituto de Produção Industrial da Universidade Karlsruhe. O modelo em si não é vendido a utilizadores externos, no entanto é possível pagar para a elaboração de um estudo. Este modelo baseia-se na identificação do impacto de maiores taxas de penetração de energias renováveis não despacháveis, focando-se especialmente na necessidade de garantir uma capacidade segura e minimizar perdas de eficiência. Esta análise é realizada usando um intervalo temporal de 15 minutos durante um máximo de 1 ano, por norma, num sistema de energia nacional.

O modelo simula o setor elétrico e considera todas as tecnológicas de geração térmica, além da energia eólica, fotovoltaica e geotérmica. O AEOLIUS não simula os setores de aquecimento ou transporte de um sistema de energia. Importa ainda referir que este modelo contabiliza todos os custos, exceto o custo de investimento.

Esta ferramenta foi utilizada em conjunto com o modelo de energia PERSEUS-CERT [18] para analisar os efeitos da integração eólica em grande escala [19]e, também para a análise do futuro potencial de energia renovável na EU-15[20].

PRIMES

O PRIMES [8] foi desenvolvido pela Universidade Técnica de Atenas no ano de 1994, e tem sofrido alterações/atualizações ao longo do tempo. Esta ferramenta simula uma solução de equilíbrio do mercado entre a procura e a oferta de energia. Determina o equilíbrio encontrando os preços de cada energia, de forma a que as quantidades de energia que os produtores fornecem correspondam efetivamente à quantidade que os consumidores desejam utilizar.

Este modelo faz a análise com base: em questões de política energética padrão (segurança de abastecimento, custos, estratégia, etc), em questões ambientais, em políticas de preços, tributações, novas tecnologias, fontes renováveis, distribuição de gás e novas formas de energia, tem ainda em conta os combustíveis alternativos, a eficiência energética do lado da procura e a liberalização do mercado de eletricidade

Esta ferramenta foi utilizada para criar perspetivas energéticas para a EU, para combater as alterações climáticas [21], para análises em modelos de descarbonização da economia da EU no horizonte temporal até 2050 [22], [23], [24].

MARKAL/TIMES

O MARKAL/TIMES são modelos desenvolvidos ao abrigo do Programa de Análise de Sistemas de Tecnologia Energética de Agência Internacional de Energia, criado em 1980 o MARKAL e em 2000 o TIMES [9], [25]. São modelos de energia económico/ambiental que suportam um elevado detalhe tecnológico.

A principal função destas ferramentas é gerar modelos adaptados em função dos dados de entrada, com vista a representar a evolução temporal de um sistema energético específico a nível global, nacional ou regional, durante um certo período de tempo, entre os 20 e os 100 anos. Como desvantagem, a par do custo da compra da sua licença de utilização deste, surge o processo de aprendizagem, uma vez que pode levar vários meses até que o utilizador consiga utilizar os mesmo de uma forma eficiente, devido à sua tamanha complexidade.

Ambas as ferramentas são utilizadas por mais de 250 organizações em 70 países distintos, utilizam-se estes modelos a propósito de diversos estudos [26], [27], sobre o potencial de captura e armazenamento de carbono, com perspetiva de futura utilização de células de combustível e veículos a hidrogénio. São também utilizados para simular políticas sobre a utilização de fontes renováveis, mitigação das alterações climáticas e melhorias de eficiência energética [28].

ENERGYPLAN

O EnergyPLAN foi desenvolvido e mantido pelo Grupo de Pesquisa e Planeamento de Energia Sustentável da Universidade de Aalborg, na Dinamarca, com início no ano de 2000 [10]. É um dos modelos mais utilizado dos investigadores, consultores e formuladores de políticas em todo o mundo. Este é um modelo que simula operações dos sistemas nacionais de energia de hora a hora incluindo os setores de eletricidade, aquecimento, refrigeração, indústria e transporte. Tem sido utilizado em imensos relatórios e publicações científicas, referidas mais à frente.

Na Tabela 1 apresentam-se as características base de cada um dos modelos referidos anteriormente.

Tabela 1- Caraterísticas dos Modelos de Simulação

	<u>EnergyPLAN</u>	<u>MARKAL/TIMES</u>	<u>PRIMES</u>	<u>LEAP</u>	<u>AEOLIUS</u>
Forma de Aquisição	Grátis	Pago	Grátis	Grátis	Pago
Horizonte temporal	Hora a hora	Horas/dias/meses	Ano a ano	Ano a ano	Minutos
Cobertura geográfica	Nacional/ Regional	Nacional/ Regional	Nacional/ Regional	Nacional/ Regional	Nacional/ Regional
Cobertura sectorial	Todos os sectores	Sector eléctrico	Setor eléctrico	Todos os sectores	Setor eléctrico
Análise financeira	Sim	Sim	Não	Não	Não
Emissões	Sim	Não	Não	Sim	Não

Assim, define-se o EnergyPLAN como uma ferramenta apta a otimizar os sistemas de energias com recurso ao funcionamento técnico dos seus diversos componentes, com o objetivo de reduzir as restrições financeiras, com base numa análise de alternativas tendo em conta a necessária perspetiva futura.

Face ao exposto, as principais razões que levaram à escolha deste software encontram-se listadas de seguida:

- O download do software é gratuito;
- Possui uma interface intuitivo e o período de formação necessário geralmente varia de alguns dias a um mês, dependendo do nível de complexidade necessário. Ainda em relação a este ponto, existe formação online disponível no site da EnergyPLAN para facilitar a aprendizagem da sua utilização.
- Uma grande parte das publicações no âmbito da simulação energética com integração de fontes renováveis recorreram ao EnergyPLAN para a respetiva modelação do sistema energético.
- Permite uma integração em larga escala de diferentes combinações de energia de origem renovável.

2.2.A Ferramenta EnergyPLAN

Como observado anteriormente, existe uma grande variedade de ferramentas de análise de sistemas de energia disponíveis, porém, depois de definir os objetivos desta dissertação o software que mais fez sentido para os alcançar é o EnergyPLAN. O Software utilizado tem vindo a ser melhorado até os dias de hoje, encontrando-se atualmente na versão 16.1, versão usada nesta dissertação.

O programa tem como objetivo essencial ajudar no planeamento de estratégias energéticas de um país ou determinada região, tendo por base a simulação da operação dos sistemas de energia de hora em hora num período anual, contribuindo para o planeamento de estratégias energéticas, com base nas análises económicas e técnicas que resultam dos diferentes tipos de sistemas de energia implementados.

Baseia-se num modelo *input/output*, no qual as grandezas à entrada são relativas ao consumo, custos associados, fontes de energias renováveis, capacidades nominais das centrais, excesso de produção de eletricidade e estratégias de regulação de importação/exportação de energia. À saída as grandezas obtidas são o consumo de combustível, balanços energéticos resultantes das produções anuais de cada fonte, emissões de CO₂, rácio de importações e exportações e custos totais, incluindo custos associados às trocas de energia.

Na Figura 1 está representado o menu inicial do software, onde se encontra caracterizado o esquema de funcionamento deste:

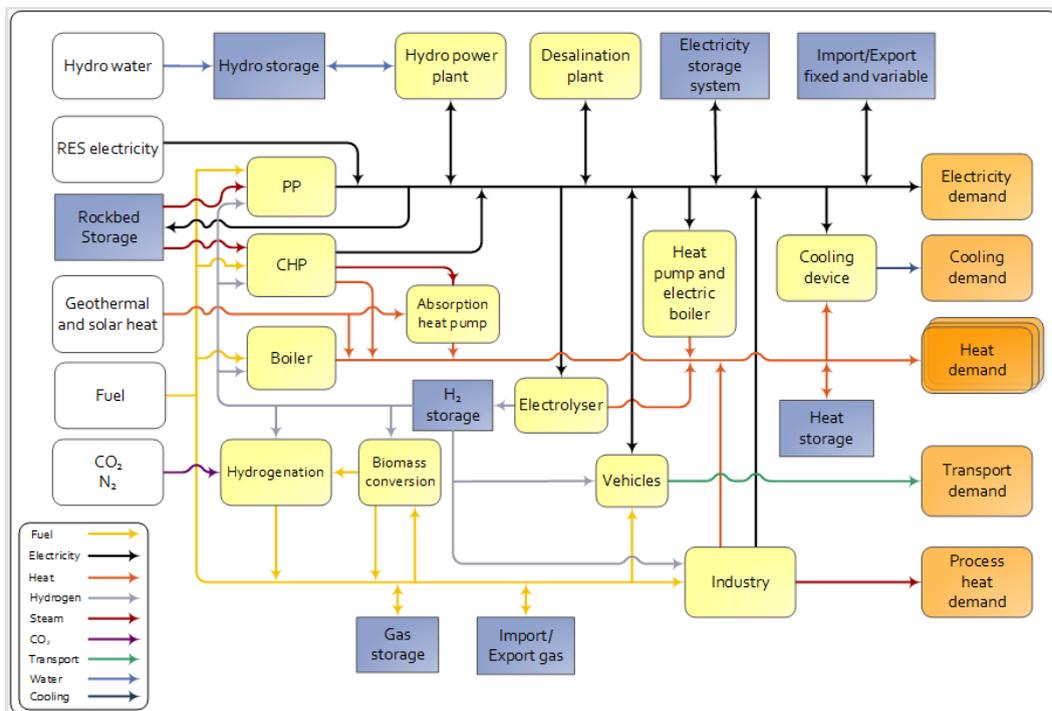


Figura 1-Esquema de Funcionamento do Software EnergyPLAN

A ferramenta em análise permite dois tipos de estratégias de operação: a estratégia de simulação técnica e a estratégia de simulação de mercado. A estratégia de simulação técnica detém como entradas os consumos, a capacidade de produção e as eficiências das várias fontes; e à saída são obtidos os balanços energéticos anuais, o consumo de combustível e as emissões de dióxido de carbono. Esta estratégia encontra-se independente do funcionamento e dos preços de mercado, operando num sentido de identificar a solução de menor consumo de combustível.

De forma diferente, a estratégia de simulação de mercado, para que seja possível a análise, necessita de obter os preços praticados e os custos de produção associados, tal como a capacidade de resposta do mercado às variações de importação/exportação. Tal estratégia permite a análise do custo/benefício do sistema implementado, tendo como objetivo a otimização da vertente económica.

O EnergyPLAN tem sido usado em vários projetos de investigação que exploram temas como o planeamento energético, a análise de sustentabilidade técnica e económica de sistemas 100% renováveis ou com elevada penetração de energia com origem em fontes renováveis, sempre com resultados muito coerentes e valorizados pela comunidade científica.

Em 2010, foi publicado um artigo onde se pretendia estudar estratégias de desenvolvimento sustentável num sistema energético 100% renovável, tendo como cenário escolhido a Dinamarca [29]. O EnergyPLAN serviu para o desenvolvimento de um balanço energético por hora, durante um ano, tendo em conta a natureza intermitente das fontes energéticas, as limitações tecnológicas e os consumos dos serviços auxiliares. Os resultados deste estudo mostraram que o principal desafio seria o estabelecimento de um equilíbrio entre consumo de biomassa e a elevada quantidade de eletricidade necessária para uso direto ou para desenvolvimento de combustíveis sintéticos. Foi assim, apresentada uma estimativa para esse mesmo equilíbrio, concluindo-se que a mudança de um sistema elétrico convencional para um sistema elétrico renovável, iria promover muitas vantagens sociais e económicas: tais como investimentos que visam poupanças futuras, menores gastos em combustíveis e benefícios diretamente relacionados com a saúde da população. A par disto, foi ainda estimado um aumento de empregabilidade face ao aumento de exportação energética, o que contribuiu para o crescimento económico associado à implementação de fontes renováveis na produção de eletricidade.

No ano de 2012, foi também feito um estudo de viabilidade de um sistema elétrico 50% e 100% renovável para a Macedónia, para os anos de 2030 e 2050, respetivamente [30]. O software EnergyPLAN foi mais uma vez utilizado para o fornecimento de análises técnicas, de mercado e para a análise da já mencionada viabilidade, que implicou, desta forma, um elevado número de dados de entrada. Os resultados publicados no artigo em questão, demonstraram que, para o sistema elétrico 100% renovável para o ano de 2050, seria necessário um elevado desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia, mais concretamente para elevadas quotas de energia provenientes de biomassa, energia eólica e energia solar. Concluiu-se também, que o sistema elétrico a 50% renovável apresenta uma solução bastante viável tendo em conta toda a tecnologia que existe à disposição nos dias de hoje. Enquanto que a meta dos 100% renovável será possível com o auxílio de técnicas mais eficientes aplicadas nas centrais de produção de energia solar e com o recurso a novas e futuras medidas de eficiência energética, resultando numa diminuição do consumo.

Para a Cidade de Cuenca, Equador, surgiu uma proposta de produção de energia 100% renovável até 2050 [31]. Este estudo depende da incerteza política tanto a nível nacional (Equador) quanto a nível local (Cuenca) no que diz respeito aos avanços em matéria de energia. Assim, seria possível deixar de usar combustíveis fósseis devido à implementação de novas fontes de energia renovável, potencialmente ricas no sudoeste equatoriano. Atualmente, há mudanças evidentes, tais como a construção de diversas centrais de geração de energia elétrica, a implementação de veículos elétricos e a troca de fogões e gás natural por fogões elétricos. Deste modo, incorporando 100% de geração de energia renovável, que será fornecida como calor em áreas urbanas, todos os sistemas criados, como o aquecimento, refrigeração, transporte, entre outros, permitirão uma crescente penetração de energia renovável até atingir 100%.

Em 2019 um estudo apresentou um caminho para a transição no sistema energético para 100% energia renovável até 2050, englobando o setor elétrico, industrial, de aquecimento e de transportes na Alemanha [32]. A fiabilidade dos cenários futuros foi avaliada com o software EnergyPLAN. Focando no setor de interesse, setor elétrico, existem 3 focos para atingir a meta dos 100%, em primeiro poupança de energia, com base em mudança de equipamento e de comportamentos dos consumidores, o que se traduz numa poupança de 25% no setor após um investimento de 89,855 M€. O segundo foco é a integração de eólica e solar, num cenário onde o máximo de excesso de geração definido é de 5%, os valores obtidos para a eólica variam entre 17% e 22% e para a solar fotovoltaica entre 50% e 60%. Estes valores variam devido aos outros setores, pois dependendo da maneira como estes evoluem. O último foco é tornar as centrais térmicas mais eficientes através da conversão da queima de combustíveis sólidos para

combustíveis gasosos.

É ainda projetado um sistema de energia de carbono zero do Sudeste da Europa em 2050, artigo este que apresenta etapas de transição para um sistema de energia 100% renovável [33]. A diferença deste projeto, relativamente a outros com objetivos semelhantes, reside na suposta utilização sustentável de biomassa no sistema de energia 100% renovável da região mencionada. Importa enfatizar que apenas o uso sustentável de biomassa pode ser considerado neutro em carbono. O consumo de biomassa resultante do modelo foi de 725,94 PJ para toda a região, que se encontra em linha com o potencial de biomassa da região em si. O mix de geração de energia resultante mostra que uma grande variedade de fontes de energia precisa de ser utilizada e que nenhuma fonte única de energia tem mais de 30% de potência instalada, o que também aumenta a segurança do fornecimento. As energias eólicas e fotovoltaicas são as principais tecnologias com potências instaladas de 28,9% e 22,5%, respetivamente, seguidas por energia hídrica, energia solar concentrada, biomassa (usada principalmente em unidades de cogeração) e fontes de energia geotérmica. Contudo para se manter o consumo de biomassa dentro dos limites de sustentabilidade, é necessário algum tipo de combustível sintético no âmbito do setor dos transportes. No entanto, alcançar 100% do sistema de energia renovável promete ser financeiramente benéfico, pois o custo socioeconómico anual total calculado da região é aproximadamente 20 biliões de euros menor no ano de 2050, do que no ano base. Por último, as medidas de eficiência energética terão um papel muito importante na transição para a sociedade energética de zero carbono: o modelo mostra que a oferta de energia primária será 50,9% menor do que o ano base.

3.Sistema de Energia Português

3.1 Contexto Atual de Portugal

Em Portugal, atualmente a eletricidade é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (gás natural, água, vento, sol, biomassa e resíduos). Em Portugal continental o número de produtores tem aumentado significativamente, uma vez que além das antigas centrais térmicas e hídricas de grande dimensão, têm surgido muitas outras de menor potência, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável.

Na Tabela 2 são apresentados os valores das potências instaladas das tecnologias renováveis existentes em Portugal. Pode-se constatar que de 2013 a novembro de 2021 a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a hídrica, com um aumento de cerca de 1.8 GW. No entanto, percentualmente a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual para 1341 MW.

Tabela 2-Potência Instalada de Energias Renováveis em Portugal de 2013 a 2020 [34]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 até Nov
Total Renovável	11 311	11 677	12 273	13 416	13 762	13 994	14 423	14 638	14 898
Hídrica	5 535	5 570	6 031	6 812	7 086	7 098	7 129	7 129	7 129
Grande Hídrica (>30MW)	4 879	4 916	5 367	6 147	6 417	6 417	6 447	6 447	6 447
Hídrica (>10 e <=30 MW)	257	254	255	254	254	266	266	266	266
Hídrica (<=10 MW)	399	400	409	410	414	414	415	415	415
Eólica	4 731	4 953	5034	5 313	5 313	5 379	5 459	5 502	5 502
Biomassa	564	539	552	564	564	629	693	685	707
c/ cogeração	441	416	428	434	434	484	467	456	480
s/ cogeração	123	123	123	130	130	144	226	230	227
Resíduos Sólidos Urbanos	86	86	89	89	89	89	89	89	89
Biogás	67	81	85	89	91	92	93	93	95
Geotérmica	29	29	29	29	34	34	34	34	34
Fotovoltaica	299	419	454	520	585	673	925	1 105	1 341

No final de novembro de 2021, a potência instalada em unidades de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis era de 14 898 MW, sendo que as tecnologias que mais contribuíram para este número foram a eólica e a hídrica, perfazendo 85% da capacidade renovável instalada, também não se pode esquecer do contributo da fotovoltaica que se encontra em terceiro lugar, seguido da biomassa.

Para além da potência instalada, é também importante averiguar a produção apresentada na Tabela 3. Entende-se com esta tabela, que embora a produção dependa diretamente da potência instalada, existe uma variabilidade que não pode ser controlada, muito devido às condições meteorológicas, sendo o IPH fator que acentua a inconstância na hídrica. Posto isto, verifica-se que a produção de energia hídrica é a mais inconstante, tendo quebras nos anos 2015 ,2017 e 2019, devido a serem anos mais secos.

Tabela 3- Produção Anual de Energia Renováveis em Portugal de 2013 a 2020 [34]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 até Nov
Total Renovável	30 170	32 276	25 355	33 477	24 213	30 621	28 569	31 068	33 132
Hídrica	14 868	16 412	9 800	16 916	7 632	13 628	10 243	13 633	14 051
Grande Hídrica (>30MW)	12 931	14 168	8 669	14 909	6 696	11 855	8 700	11 894	12 414
<i>em bombagem</i>	1 138	843	1 139	1 186	1 735	1 235	1 425	1 550	1 547
PCH (>10 e <=30 MW)	739	866	379	780	313	735	589	689	714
PCH (<= 10 MW)	1 198	1 377	752	1 227	623	1 038	953	1 050	923
Eólica	12 015	12 111	11 608	12 474	12 248	12 617	13 667	12 299	12 917
Biomassa	2 223	2 464	2 490	2 509	2 572	2 513	2 469	2 564	3 229
c/ cogeração	1 557	1 719	1 705	1 773	1 807	1 718	1 709	1 765	1 831
s/ cogeração	665	745	786	736	765	795	760	799	1 398
Resíduos Sólidos Urbanos	577	592	490	571	481	584	610	632	624
Fração renovável	289	296	245	286	274	333	347	354	349
Biogás	100	161	210	250	278	294	285	287	250
Geotérmica	197	205	204	172	217	230	215	217	192
Fotovoltaica	479	627	799	871	993	1 006	1 343	1 716	2 144

No ano móvel de dezembro 2020 a novembro de 2021, o peso da energia elétrica renovável atingiu 63,6% relativamente à produção bruta e saldo importador. Porém, como abordado anteriormente, constata-se que é um valor muito dependente das condições meteorológicas, sendo que neste caso em concreto a maior variabilidade ocorre na produção de energia hídrica, muito também por ser a energia com maior potência instalada. Logo, verifica-se uma grande

variabilidade na produção dependendo se o ano for mais seco ou mais chuvoso. Pode-se relacionar melhor estes conceitos através do valor do Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH), que quantifica o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio. Para o ano de 2021 este foi de 1,03, o que significa que a produtividade hidroelétrica esteve muito próxima da média anual. Comparando com o valor de um ano seco, por exemplo 2017 o IPH corresponde a 0,47 e a percentagem de energia elétrica renovável assumiu um valor baixo, 44% [35].

2.1 Metas Futuras Para Portugal

Atualmente, Portugal tem dois programas em vigor para fazer face à política energética e climática nas próximas décadas, com rumo a um futuro neutro em carbono: O Plano Nacional Integrado Energia-Clima de 2030 (PNEC 2030) [36] e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica de 2050 (RNC 2050) [37].

O PNEC 2030 estabelece metas ambiciosas, contudo exequíveis para o horizonte a que se propõe, 2030, abrangendo desta forma as cinco dimensões previstas no Regulamento da Governação da União da Energia e Ação Climática: descarbonização, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado internos da energia e investigação, inovação e competitividade. Propõem-se desta forma as seguintes metas:

- Redução de emissões de gases com efeito estufa em 45% a 55% face a 2005
- Incorporação de energias renováveis de 47%
- Eficiência energética de 15%
- A necessária segurança energética, o mercado interno e investigação, inovação e competitividade que concretize as políticas e medidas de forma a obter uma aplicação efetiva das orientações constantes no RNC 2050.

De olhos postos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica de 2050, este tem como objetivo atingir a neutralidade carbónica, sendo por isso necessário, a total descarbonização do sistema electroprodutor e da mobilidade urbana, a par do reforço da capacidade de retenção de carbono pelas florestas e por outros usos do solo. Para tal, aposta-se numa economia que se sustenta em recursos renováveis, utilizando estes últimos de forma eficiente, com base num modelo de economia circular, valorizando o território e promovendo a coesão territorial.

Alcançar a neutralidade carbónica tem todo um impacto positivo na economia, na criação de emprego, na fomentação do investimento e na criação de um maior dinamismo económico, de modo a permitir poupanças significativas. Tem ainda associados outros importantes impactos também eles positivos, como a melhoria da qualidade do ar e eficiência, que se traduzirá a longo

prazo em ganhos também ao nível da saúde pública e sem descorar o assegurar das gerações vindouras.

Atualmente, um dos principais emissores em Portugal de GEE (Gases de efeito de estufa), cerca de 29% [37], é o setor electroprodutor e, por tal razão, deverá ser um dos setores essenciais no processo descarbonização. As emissões da produção de eletricidade terão um contributo indireto, mas significativo, na descarbonização da economia em geral, face ao papel expectável da eletrificação nos restantes setores. Adicionalmente, a necessidade de um aumento substancial da capacidade de produção renovável de eletricidade até 2050 é ditada pelo aumento de procura face à crescente eletrificação dos diversos setores da sociedade.

A par do setor electroprodutor, o setor dos transportes é um dos principais emissores nacionais (representando cerca de 25% das emissões), incluindo este setor o transporte rodoviário, ferroviário, marítimos e aviação (somente nas componentes nacionais), havendo aqui a distinção entre transportes de mercadorias e transporte de passageiros. Haverá uma transição relativamente rápida dos atuais veículos com motores de combustão interna para os veículos elétricos, com a eletricidade a atingir um peso na ordem de 70% do consumo energético total deste setor em 2050 [37], através de uma eletrificação de base renovável. As alterações tecnológicas são responsáveis pelas melhorias bastante significativas de eficiência com impacto no consumo de energia final, de forma que em 2050 se vai assistir uma redução da intensidade energética do transporte do passageiro e mercadorias.

O setor industrial, em si, é constituído por uma vasta diversidade de atividades e processos, representando as emissões cerca de 19% em Portugal, no ano de 2015 [37]. A evolução é influenciada pelas variadas tendências e dinâmicas de mercado que podem levar ao ajustamento das lógicas de produção e, conseqüentemente influenciar as emissões associadas. É este o setor que encontrará maiores dificuldades para a descarbonização, isto porque ainda há um leque muito reduzido de opções tecnológicas que permitem reduzir as emissões, particularmente, as relativas a processos industriais.

Contudo, a indústria nacional será alvo de profundas transformações, que levam à redução de emissões cerca dos 70% (comparativamente com 2015) [37]. Como principais drivers de descarbonização do setor em análise encontram-se: a eletrificação, a eficiências energética e de recursos, o solar térmico e a biomassa, a inovação e os novos modelos de negócios e por último, as simbioses industriais e o reaproveitamento de recursos.

Há aqui abertura para uma eletrificação do setor com objetivo a atingir de 53%/56%, em especial em alguns processos e indústrias, e na utilização de biomassa e resíduos (que aumentam 3,5 vezes face aos valores atuais), substituindo a utilização de produtos petrolíferos logo a partir

de 2030. Estes fatores, contribuem para ganhos significativos de eficiência energética traduzidos numa redução da intensidade energética de -52% a 64% em 2050, além da descarbonização [37].

Quanto ao setor edifícios, residencial e serviços, nos dias de hoje são responsáveis por 5% das emissões de GEE em Portugal. Neste setor está previsto um reforço do conforto térmico nas habitações ao nível do aquecimento como do arrefecimento, conforto este que surge pela continuação da tendência da eletrificação (sendo a eletricidade o principal vetor energético, nos dias de hoje), pela utilização de equipamentos mais eficientes (como, as bombas de calor), pelo uso acrescido de materiais de isolamento e por maiores taxas de reabilitação urbana (exemplo, a substituição de janelas). É por isto estimado que estas medidas possam vir a reduzir o consumo de energia em cerca de 50% em 2050 no setor residencial, pelo que este aumento de conforto não resulta diretamente num aumento direto do consumo de energia final, estimando-se uma eletrificação de 74% a 81%, no setor residencial e no setor dos serviços de 90% a 91% [37].

Existe a possibilidade em 2050 de um decréscimo do consumo de energia por m² em edifícios residenciais de -7% a -20% face à atualidade, que se justifica pela adoção de equipamentos elétricos de elevado desempenho como LEDs para a iluminação e equipamentos de classes de maior eficiência energética. Estimando-se para 2050, face ao disposto, uma redução de emissões no setor residencial de -97% e -96% e de 100% no setor dos serviços (comparativamente a 2005), passando a incorporação de energias renováveis no aquecimento e arrefecimentos a ser de 66% e 68% [37].

Ainda de referir a existência do setor da agricultura e o setor das águas e resíduos, ondem surgem alterações, em especial no respeitante à emissão das reduções de emissões, mas onde não há relevo da componente da eletrificação.

Toda esta linha de evolução dos setores passa por uma redução do consumo final de energia e uma maior eletrificação, esta pode ser observada na Figura 2.

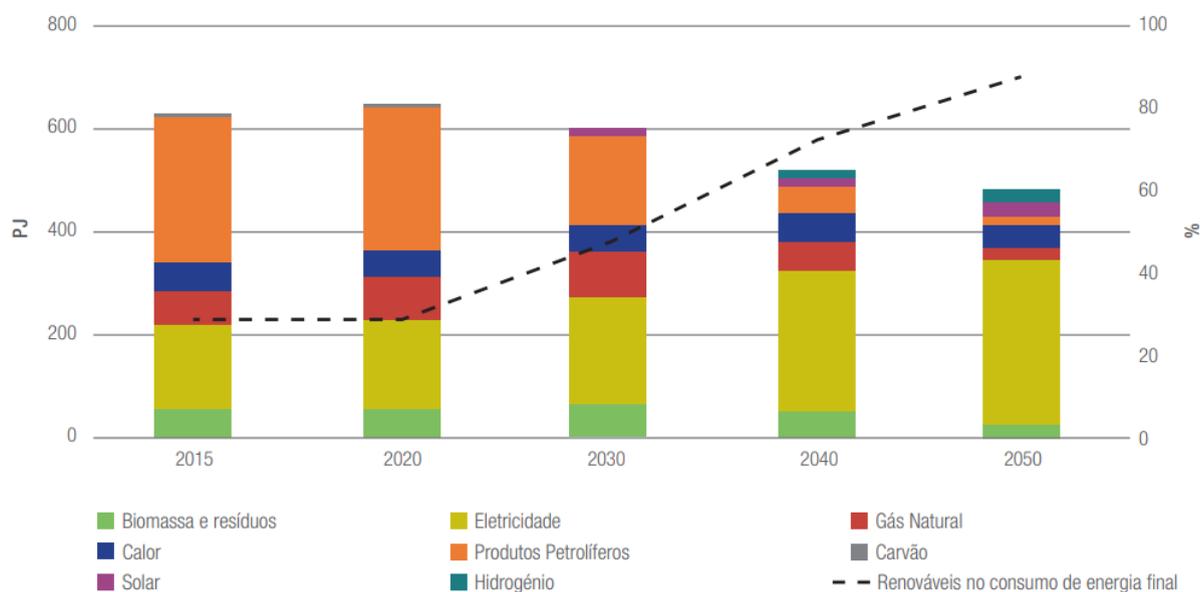


Figura 2-Evolução do Consumo de Energia Final, de 2015 até 2050[37]

Uma das bandeiras para o futuro é o aumento da eficiência energética, sendo prevista uma diminuição do consumo de energia primária de -44% a -47% e de energia final de -25% a -28%, em comparação com ao ano de 2015, isto independentemente do crescimento económico e do aumento da procura. Contudo, prevê-se, que devido à grande meta de eletrificação, o valor total do consumo de eletricidade em 2050 atingirá cerca do dobro do valor face a 2015, totalizando, desta forma, mais de 65% do consumo de energia final em 2050. Este aumento do consumo leva à necessidade de aumentar a capacidade instalada, prevista estar entre os 32 e 34GW, valor que corresponde a cerca de mais de 40% da potência instalada nos dias de hoje.

Assim, importa observar a evolução da capacidade instalada até 2050 no sistema electroprodutor, tal como apresentado na Figura 3.

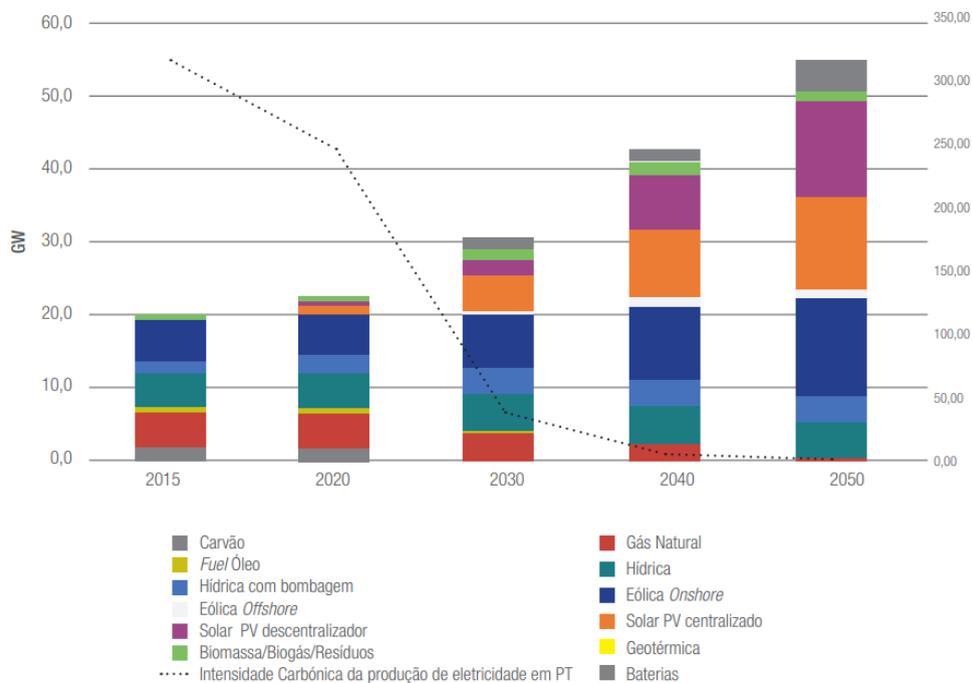


Figura 3-Evolução da Capacidade Instalada do Setor Eletroprodutor até 2050 [37]

Nos termos do RNC 2050, a estratégia do governo português encontra-se em análise na Figura 3 que passa pela grande aposta na energia solar fotovoltaica centralizada e descentralizada, atingindo, ambas, valores a rondar os 13 GW de potência instalada, o que faz com que a produção solar represente cerca de 50% da produção total até ao ano 2050. As outras energias que também vão contribuir de forma significativa será a eólica, com 25%, existindo uma continuidade na sua evolução, e a hídrica, com 16%, que exhibe o menor contributo das três, não tendo previsões de um aumento de capacidade significativo.

As energias fósseis vão ter um papel cada vez mais residual, sendo prioritário acabar com a produção de eletricidade proveniente do carvão. Tal já se concretizou com o encerramento em janeiro de 2021 da Central a Carvão de Sines com uma potência total de 1180 MW, que no início dos anos 90, chegou a abastecer um terço da eletricidade consumida em Portugal. Posteriormente, o encerramento da Central de Carvão do Pego com uma potência total de 330 MW ocorreu em novembro 2021.

Com o fim da utilização do carvão como energia, o gás natural surge com um papel decisivo no sistema elétrico português. Embora o gás natural em conjunto com cogeração e biomassa perfaçam somente 3% da capacidade total prevista para 2050, está previsto a manutenção de alguma capacidade a gás natural (Pego e Lares) até 2040, com o intuito de servir de um *backup* necessário, de forma, a assegurar a flexibilidade do sistema, dando tempo à instalação e desenvolvimento de tecnologias de armazenamento viáveis [37].

No contexto apresentado, as baterias passam a ser necessárias para a estabilidade do sistema logo a partir de 2025 (187 MW), associadas a uma capacidade renovável de vento e sol que excederá os 16 GW. No entanto, só na década seguinte, 2030, é que esta tecnologia ganha expressão atingindo valores entre 0,6 e 1,0 GW, prevendo-se o crescimento até 4 GW em 2050. A par destas, que se encontram associadas ao solar descentralizado, também a hídrica com bombagem continuará a ter um papel de relevo no que respeita à regulação do sistema elétrico, prevendo-se o valor de 3.5 GW, perfazendo conjuntamente cerca de 14% do total da capacidade instalada, possibilitando assim o armazenamento e auxílio na gestão eficiente do equilíbrio oferta/procura de eletricidade.

No RNC2050 as interligações com a rede elétrica da União Europeia, e com outros mercados, são referidas como crucias tendo um papel importante a desempenhar na gestão do sistema elétrico nacional e na transição para um sistema elétrico de base renovável, assegurando algumas necessidades que surjam nesta transição para um país movido a energia renovável. Posto isto, embora seja referida a grande importância de interligações no futuro para assegurar a integridade do sistema electroprodutor, não é avançado nenhum valor para a meta das interligações no RNC2050. Contudo, no PNEC2030 existe uma meta para 2030 aprovada em 2017, pelo Conselho de ministros da Energia da União Europeia onde se acordou estabelecer uma meta de 15% de interligações entre os Estados-membros num documento legislativo. O objetivo deste acordo foi assegurar o reforço das interligações entre a França e a Península Ibérica. Desta forma, não havendo mais prospeções de valores das interligações para depois de 2030, o valor assumido para a capacidade máxima das linhas de interligações é de 15% da capacidade instalada no sistema electroprodutor Português prevista para 2050, o que corresponde a cerca de 7400 MW.

Será assim necessário avaliar se estas medidas de flexibilidade são suficientes para assegurar a estabilidade do sistema electroprodutor português no futuro.

4.Simulação do Sistema Electroprodutor Português de 2019

4.1 Escolha do Ano de Referência

O ano de referência escolhido foi o de 2019. Apesar de não ser o ano mais atual, é o ano mais recente que não foi afetado pelas novas dinâmicas criadas pela pandemia (COVID-19). Além disso, o objetivo principal do ano de referência é funcionar como forma de calibrar o sistema energético de um país específico, de forma a estar de acordo com o modelo. Seria mais conveniente que o ano de referência fosse o ano mais recente, no entanto, existindo motivos para a seleção de um outro, tal não representa um problema pois o que realmente importa é a informação detalhada e completa do ano que servirá de referência. Tal vai permitir que na análise de cenários futuros sejam consideradas as mudanças que sucederão futuramente face ao ano de referência, servindo este assim apenas como um ponto de partida para avaliar as alterações.

A análise e integração dos setores de energia que foram anteriormente abordados será um ponto crucial para que se atinjam elevados níveis de integração renovável, perto dos 100%. Contudo, o objetivo da tese relaciona-se apenas com o sistema electroprodutor, sendo este o que vai ser avaliado. Um dos principais objetivos é investigar o papel do armazenamento na rede como uma opção para os níveis crescentes de energia renovável flutuantes, razão pela qual não é incluído o armazenamento no que diz respeito aos setores dos transportes e para o aquecimento.

4.2 Dados

Tabela 4 -Tabela Indicativa de Referências /Fontes dos Dados utilizados

Dados	Fonte	Referência
Potência Instalada		
<u>Centrais Termoeletricas</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
-Gás Natural de Ciclo Combinado	REN (REN Data Hub)	[38]
-Cogeração a Gás Natural	REN (REN Data Hub)	[38]
- Carvão	REN (REN Data Hub)	[38]
-Biomassa	REN (REN Data Hub)	[38]
-Outras Termoeletricas	REN (REN Data Hub)	[38]
<u>Centrais Hídricas</u>	REN (Departamento de Estatísticas)	[39]
- c/ Albufeira/Eficiência	REN (Departamento de Estatísticas)	[39]
- c/ Fio de Água	REN (Departamento de Estatísticas)	[39]
-Mini-Hídricas	REN (Departamento de Estatísticas)	[39]
- c/ Bombagem e Eficiência	REN (Departamento de Estatísticas)	[39]
<u>Fotovoltaica</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
<u>Eólica</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
Eficiência		
<u>Centrais Termoeletricas</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
-Gás Natural de Ciclo Combinado	REN (REN Data Hub)	[38]
-Cogeração a Gás Natural	REN (REN Data Hub)	[38]
- Carvão	REN (REN Data Hub)	[38]
-Biomassa	REN (REN Data Hub)	[38]
-Outras Termoeletricas	REN (REN Data Hub)	[38]
Distribuições		
<u>Fotovoltaica</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
<u>Eólica</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
<u>Consumo</u>	REN (REN Data Hub)	[38]
Armazenamento em Albufeira	REN (Departamento de Estatísticas)	[39]

No EnergyPLAN as tecnologias renováveis (não despacháveis) exigem um arquivo de distribuição em formato txt, com informações para todas as horas do ano, resume-se este arquivo a um texto com 8784 valores, valores de produção de hora a hora. Esta ferramenta considera o ano como bissexto, replicando por isso o último dia do ano para garantir que o arquivo detém as dimensões certas.

Foram elaborados arquivos de distribuição de duas maneiras distintas. Para o consumo, a energia eólica, fotovoltaica e hídrica de albufeira, foi com base num ficheiro excel com os valores anuais da produção, obtido no site da REN, onde os dados se encontram organizados por períodos de 15 minutos sendo necessário, neste caso, através do excel, calcular os valores de hora em hora. As distribuições de hidroelétrica de fio-de-água e mini-hídrica foram elaboradas a partir de vários ficheiros excel com os valores diários da produção, também com a produção diária apresentada de 15 em 15 minutos, perfazendo assim um total de 365 ficheiros. Neste caso, para o tratamento dos dados foi criado um programa em python com a função de juntar automaticamente todos os dados necessários para a criação dos ficheiros de distribuição de hora a hora.

De seguida, os dados devem ser normalizados, dividindo os valores obtidos pela capacidade instalada. Contudo, esta normalização não é exigida, pois o software fará essa normalização de forma automática, dividindo a distribuição pelo valor máximo da distribuição. No entanto, isto pode conduzir a algumas disparidades em comparação com valores anteriormente adquiridos. Sendo, desta forma, aconselhável normalizar a distribuição utilizando a capacidade instalada. De atentar, que a capacidade instalada poderá não ser a mesma no início e no final do ano, em análise. Por esta razão, foi calculada a média entre a capacidade no início e no final do ano, sendo assumido esse valor como o valor para a capacidade instalada.

O EnergyPLAN não modela centrais termoelétricas de uma forma detalhada, isto porque, para quem desenvolveu esta ferramenta, esta é um software orientado para o futuro, por tal não se prevê essa modelagem e tratamento no que diz respeito a estas centrais, pois no futuro o plano é que estas sejam bastante reduzidas.

Ao tratar o ano referência, uma solução é modelar uma dessas tecnologias no plano das centrais CHP (Combined Heat and Power), contabilizando-se desta forma, a potência instalada nas centrais térmicas como um todo. Assim a unidade não funcionará como CHP, mas sim como uma central convencional, produzindo-se somente energia elétrica. Deste modo, é necessário considerar as diferenças de rendimento entre as centrais termoelétricas que recorrem a gás e a processos de cogeração das centrais que utilizam gás natural com ciclo combinado. Baseando-se estes resultados numa análise elétrica, não se torna essencial ter em conta a eficiência energética do ciclo térmico nas centrais que recorrem à cogeração.

Assim, de olhos postos nos valores típicos de rendimento é possível diferenciar os dois tipos de centrais que recorrem a gás natural como matéria-prima para produzir eletricidade, uma Central Termoelétrica de ciclo combinado (58%) e de uma Central Termoelétrica de ciclo simples (33%), [40] tal como apresentado na Tabela 5. No que diz respeito, às centrais que usam biomassa, foi elaborada uma análise similar, pois muitas destas centrais utilizam processo de cogeração. Sendo, desta forma, definida um rendimento de 35% para as centrais a biomassa sem cogeração e 33% no que diz respeito às que utilizam a biomassa com cogeração[38], pois nestas últimas o ciclo térmico não é considerado.

Tabela 5- Potência Instalada e Eficiência das Centrais Termoelétricas em Portugal

Centrais Termoelétricas	Potência (MW)	Eficiência
Gás Natural de Ciclo Combinado	3829	58%
Cogeração a Gás Natural	765	33%
Carvão	1756	33%
Biomassa c/ Cogeração	341	33%
Biomassa s/ Cogeração	352	35%
Outras Termoelétricas	8	33%
Total	7051	46,68%

Assim, introduziu-se na entrada PP1 (Menu Supply – Heat and Electricity) a capacidade total de produção, 7088 MW com um rendimento de 46,68% [38]. Tal foi obtido através da média pesada pela potência instalada e do rendimento de cada tipo de central.

No que diz respeito à produção total com origem nos recursos hídricos, nomeadamente, da Hídrica com Albufeira, Hídrica Fio-de-Água e Mini-Hídrica, foi de 8593 TWh no ano de 2019 [38]. A potência instalada na Grande Hídrica com Albufeira deteve um total de 4335 MW, com capacidade de bombagem de 2698 MW, com eficiência de 90% [38]. A REN permite obter a percentagem de armazenamento total das albufeiras em cada dia do ano, permitindo assim calcular a quantidade de energia máxima que pode ser armazenada, resultando esta em 3194 GWh. Foram criadas duas entradas River Hydro, incluindo-se a capacidade instalada da Mini-Hídrica (423 MW) e da Hídrica Fio de Água (2448 MW). Quanto à energia Eólica teve como potência instalada 5191 MW, enquanto a energia Fotovoltaica teve 653 MW.

A capacidade máxima das linhas de interligações com Espanha foi de 3500 MW em ambos os sentidos [41]. A Tabela 6 apresenta os dados relativos ao consumo e à potência instalada no Sistema Elétrico Português.

Tabela 6- Consumo e Potência Instalada no Sistema Elétrico Português [38]

Consumo Anual	50349 TWh/ano
Capacidade de Bombagem/eficiência	2698 MW / 85%
Armazenamento Máximo em Albufeira	3194 GWh
Potência Instalada das centrais Hídricas com Albufeira/eficiência	4335 MW / 90%
Potência Instalada das Centrais Hídricas de Fio de Água	2446 MW
Potência instalada das centrais Mini-Hídricas	434 MW
Potência Eólica instalada	5209 MW
Potência Fotovoltaica instalada	743 MW
Capacidade máxima das linhas de interligações	3500 MW

Cada valor de potência que é inserido no programa necessita de um ficheiro de texto que contenha a respetiva distribuição da produção com recurso a cada uma das fontes energéticas, como já foi mencionado.

De acordo com cálculos efetuados pelo software, foram produzidos 27,20 TWh com recurso a fontes renováveis durante o ano referência, perfazendo, aproximadamente, 54% do consumo total anual.

4.3 Resultados

Obtidos os valores de produção mensal calculado pelo EnergyPLAN, foi executada uma comparação com os valores de produção reais, disponibilizados pelo Centro de Informação da REN.

Para conferir a fidelidade e viabilidade do sistema, foi então calculada a percentagem de erro entre a geração de energia anual calculada pelo programa e a geração de energia anual real, e também da produção oriunda de cada fonte renovável. A comparação do consumo pode ser observada na Figura 4 e os respetivos valores mensais e o erro associado na Tabela 7. O Anexo 1 apresenta a comparação entre a geração renovável de 2019 real e a geração renovável calculada pelo EnergyPlan.

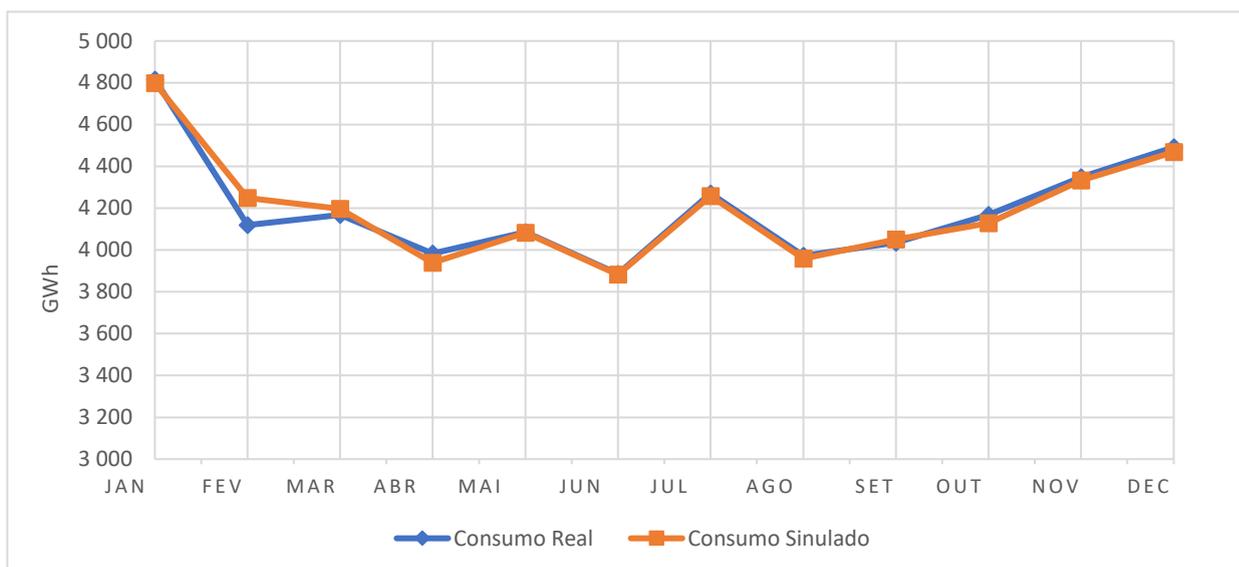


Figura 4-Comparação entre o Consumo Mensal Real de 2019 e o Consumo Mensal calculado pelo EnergyPLAN

Tabela 7- Valores e Erro associado ao Consumo Mensal Real de 2019 e ao Consumo Mensal calculado pelo EnergyPLAN

Meses	Real GWh	Simulado GWh	Varição %
Janeiro	4816	4799	-0,353%
Fevereiro	4120	4250	3,155%
Março	4168	4198	0,720%
Abril	3983	3940	-1,080%
Maio	4086	4083	-0,073%
Junho	3886	3882	-0,103%
Julho	4271	4258	-0,304%
Agosto	3973	3960	-0,327%
Setembro	4036	4051	0,372%
Outubro	4169	4129	-0,959%
Novembro	4348	4333	-0,345%
Dezembro	4492	4468	-0,534%
Total	50348	50350	0,004%

Vejamos, a variação entre o consumo calculado pelo EnergyPLAN e o consumo real, analisou-se comparando a soma dos consumos mensais, tendo sido o resultado praticamente nulo. A maior variação está associada ao mês de fevereiro, obtendo-se uma percentagem de cerca de 3%.

Este valor máximo não é significativo tendo em conta o resultado global, sendo que este pequeno erro está também associado aos arredondamentos que podem ocorrer na criação dos múltiplos ficheiro de distribuição energética, mas também se deve ao processo de cálculo que é efetuado pelo próprio programa.

É ainda necessário comparar a geração de energias renováveis, estando esta apresentada na Tabela 8.

Tabela 8- Valores e Variações associadas à Geração Renovável Real e Simulada pelo EnergyPLAN de 2019

	Real GWh	Simulação GWh	Variação %
Eólica	13,40	13,43	0,22%
Fotovoltaica	1,06	1,05	-0,94%
Hídrica com albufeira	4,97	4,96	-0,20%
Hídrico fio de água	4,17	4,18	0,24%
Mini-hídrica	1,06	1,06	0%
Biomassa	2,86	2,86	0%
Percentagem de energia renovável	51%	52%	1.96%

Ao avaliar-se a variação tendo em consideração a geração renovável mensal, chega-se à conclusão de que esta é praticamente nula, não chegando a ultrapassar 1% de variação.

Face aos resultados obtidos, o EnergyPLAN permitiu a construção de uma simulação fiel ao sistema elétrico português, pelo que os seguintes cenários de simulação terão este mesmo panorama como referência, servindo assim de base para as alterações futuras.

5. Avaliação dos Cenários Previstos para 2050

5.1 Tratamento de dados

Neste subcapítulo, o objetivo é explicar a estratégia de simulação utilizada, por tal existe uma necessidade de tratar e organizar os dados necessários à simulação de forma a obter os resultados mais fiáveis possíveis.

Trata-se de uma simulação técnica o que significa que o algoritmo aplicado pelo software tem como propósito minimizar o uso de combustíveis, priorizando a utilização de energias renováveis. O software considera também que não é necessário importar eletricidade sempre que há capacidade instalada suficiente para atender a procura.

Adicionalmente, o algoritmo implementado pelo EnergyPLAN exporta apenas energia quando há excesso, tendo esta prioridade em relação à bombagem e às baterias. Apenas quando não há capacidade de exportação suficiente, é que se recorre ao uso da bombagem e baterias. Ou seja, se em determinado momento houver excesso de 3500 MW e a capacidade de exportação estiver limitada a 3000 MW, estes 3000 MW serão exportados enquanto os 500 MW restantes serão utilizados para armazenamento.

Contudo, este modo de funcionamento não é ideal para a análise pretendida, pois pretende-se averiguar se o sistema electroprodutor previsto tem capacidade para satisfazer a procura, ou seja, neste caso, o interesse é priorizar o carregamento das baterias e só depois exportar.

Deste modo, para isto ser possível, foi necessário definir para a simulação a capacidade máxima das linhas de interligações como zero, para dar prioridade ao armazenamento quando ocorre um excedente de geração, permitindo assim uma análise mais fidedigna. O cálculo correto das importações e exportações foi feito à posteriori.

A criação das distribuições para a simulação do Sistema Electroprodutor Português para 2050 foi um processo mais complexo do que a obtenção das distribuições necessárias para a simulação de 2019. Para obter valores o mais precisos possível, foi tido em consideração o IPH desde 2013 a 2020, sendo a média do IPH nestes anos de 0.98, um valor próximo de 1, o que prova que fazendo as médias das distribuições dos anos em causa se obtém um ano médio de geração hídrica. Após a obtenção desta distribuição foi necessário normalizá-la com a potência média dos anos de 2013 a 2020. O mesmo método foi também utilizado para a eólica e o fotovoltaico, não sendo o índice de produtividade anual tão variável como a hídrica, estando os seus valores sempre próximos de 1.

De seguida é apresentada a figura 5 que mostra o Índice de Produtibilidade Hídrica de 2012 a 2020.



Figura 5-Índice de Produtibilidade Hídrica de 2012 a 2020

Devido ao facto de a geração de energia hídrica ser a mais incerta de todas, faz todo o sentido criar as distribuições hídricas, tanto das afluências como da geração hídrica, para um ano seco e outra para um ano húmido. Os anos 2015, 2017 e 2019 foram usados para criar um ano seco típico e os anos 2013, 2014 e 2016 um ano húmido. A média do IPH para os anos secos e húmidos foi de 0.67 e 1.26, respetivamente. Posto isto, foram realizadas 3 simulações intituladas de 2050 Normal, 2050 Seco e 2050 Húmido, com o objetivo de analisar se a visão do RNC2050 consegue lidar com a grande variabilidade de produção hídrica.

Os dados do consumo e das potências instaladas previstas não são todos fornecidos pelo documento do RNC2050, o que levou à necessidade de os ajustar da melhor forma possível:

- o **valor da capacidade instalada da Hídrica fio de água e a mini-hídrica**; valores que não são incluídos nas tabelas de prospeções de capacidade instalada para 2050, logo assumiu-se o estas capacidades não sofreram alterações, mantendo-se os seus valores.

- a **capacidade de armazenamento em albufeira**; assumiu-se assim, como o aumento da capacidade de bombagem é de 20%, a capacidade de armazenamento aumenta também em 20%, o que resulta no valor 3832 GWh de armazenamento em albufeira.

- o **armazenamento total das baterias**; que se encontram associadas maioritariamente à geração fotovoltaica descentralizada, sendo apenas fornecido pelo RNC2050 o valor da potência de 4000 MW. Assumiu-se, desta forma, um ciclo de carga/descarga de 8h, resultando, assim, num valor total de armazenamento de 32 GWh.

- a **eficiência e longevidade das bateria**; assumiu-se o valor médio da eficiência ao longo da vida útil das baterias, 87%. Sendo a vida útil ponderada de 15 anos (considerando que na maior parte dos dias a profundidade de descarga será baixa). [42]

- a **capacidade máxima das linhas de interligações**; como referido anteriormente, é assumida como 0 a nível do input do programa, porém é necessário considerar um valor para poder distinguir o valor das importações/exportações suportadas pelo sistema e das

importações/exportações críticas. Esse valor já foi referido anteriormente, perfazendo 7400 MW.

O resto dos dados foram fornecidos pelo documento do RNC2050 e pela REN. Alguns valores são únicos e outros são apresentados em intervalos, pelo que nesses casos foi sempre assumido o valor médio do intervalo. Tudo isto resultou nos valores apresentados na tabela 9.

Tabela 9-Valores Necessários à Simulação de 2050

Consumo	93 TWh/ano
Potências Instaladas	
Fotovoltaica	26200 MW
Eólica	13250 MW
Biomassa	1800 MW
Ciclo Combinado	200 MW
Hídrica	5100 MW
c/ Bombagem	3400 MW
s/ Bombagem	1700 MW
Hídricas de Fio de Água	2446 MW
Mini-Hídricas	434 MW
Baterias (carga/descarga)	4000 MW
Armazenamento	
Baterias/Eficiência	32 GWh / 87%
Albufeira	3832 GWh
Afluências	
Seco	2,3 TWh/ano
Normal	5,51 TWh/ano
Húmido	6,42TWh/ano

5.2 Resultados da Simulação

Os cenários, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica, apresentados no subcapítulo anterior foram simulados pelo EnergyPlan. No entanto, dificilmente seria possível atingir um cenário de 100% de geração renovável, pois o RNC2050 ainda prevê 200 MW de potência instalada em centrais de ciclo combinado a gás natural. Embora este seja um valor muito reduzido, comparativamente com todas as outras potências instaladas, foi ainda assim necessário recorrer a esta potência, o que desta forma impossibilita atingir uma geração de energia elétrica do sistema electroprodutor português de 2050 com 0 emissões de CO₂.

Deste modo, o gás natural é o único responsável por emissões de CO₂ no sistema electroprodutor português projetado para 2050, o que resultou nos seguintes valores de emissões comparativamente com o ano de 2019, representados na Tabela 10.

Tabela 10- Emissões de CO₂ de 2019 e simulações de 2050

Cenários	Emissões CO ₂ (Kt)
2019	10395
2050 Seco	805
2050 Normal	671
2050 Húmido	545

O total da geração renovável na simulação para 2050 Normal, 2050 Seco e 2050 Húmido e de 2019 são 91.84 TWh, 88.21 TWh, 93,92 TWh e 26,07 TWh, respetivamente. Na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** é possível verificar as percentagens correspondentes. O Anexo 2 apresenta a Geração renovável simulada para os cenários Seco, Normal e Húmido de 2050.

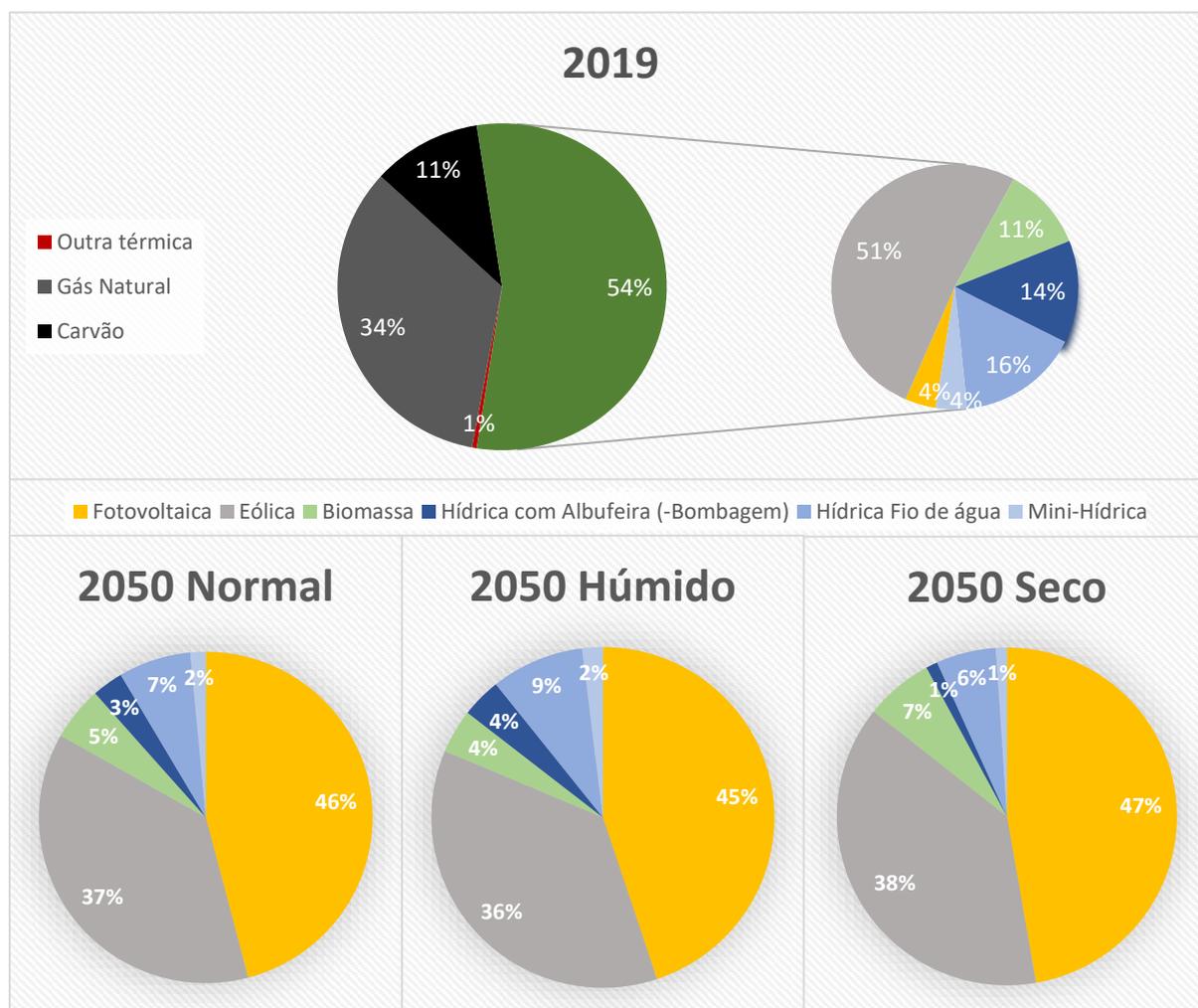


Figura 6-Geração Total e Renovável do ano 2019 em comparação com a Geração Total Renovável na Simulação para o ano 2050 (Normal, Seco e Húmido)

Nestes gráficos observa-se o resultado do grande aumento da geração fotovoltaica, que é responsável, em 2050, por quase 50% da geração renovável quando antes apenas assegurava 4%. Esta grande aposta traduz-se num declínio de percentagem em todas as outras fontes de geração renovável, mesmo estas tendo aumentado.

Esta mudança de paradigma acarreta um novo cenário do sistema eletroprodutor português, sendo necessária a análise dos resultados das simulações que o mix energético e as medidas de estabilidade previstos no RNC2050 provocam, análise esta que será feita no próximo capítulo.

5.3 Análise de Estabilidade do Sistema

Realizada a simulação com base no RNC2050 efetuou-se a análise de estabilidade do sistema. De forma a analisar em maior profundidade o sistema faz sentido estudar os casos mais extremos ao longo do ano, pois se o sistema tiver capacidade de garantir estabilidade em condições mais adversas também garantirá em condições normais. Nesse sentido, escolheu-se uma semana de verão da simulação para 2050 húmido e uma semana de inverno da simulação para 2050 seco, sendo nestas situações onde ocorre o maior excesso de produção e a maior escassez de produção durante o ano, respetivamente.

A semana de verão em que se verificou o maior excesso de produção foi a segunda semana de junho, que se encontra representada nas figuras 7, 8 e 9.

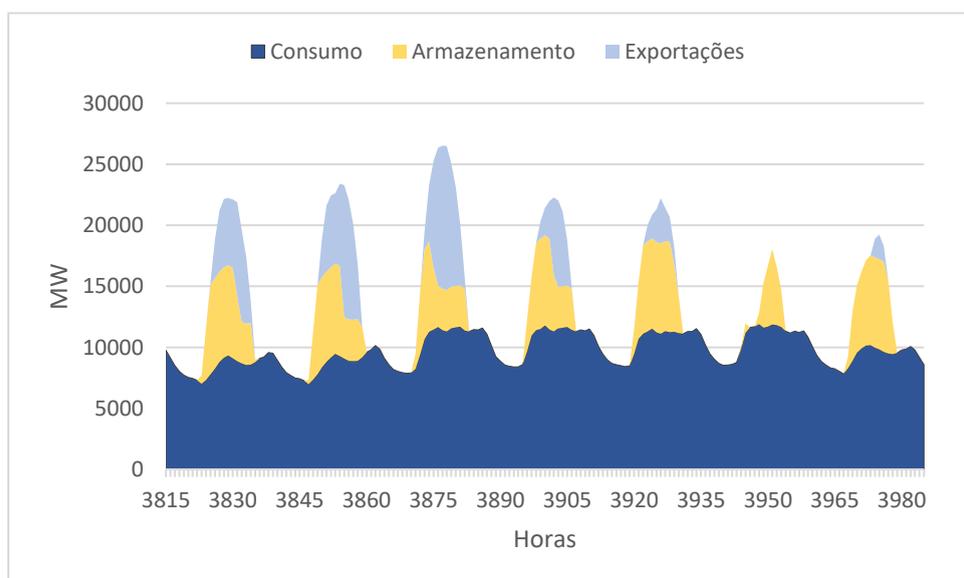


Figura 7-Consumo, armazenamento e Exportações da semana de Verão

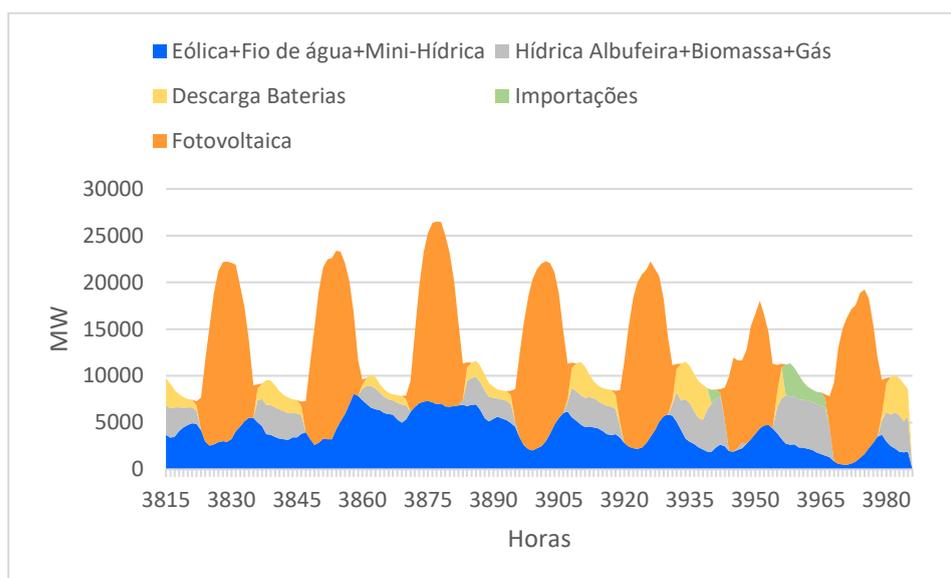


Figura 8-Produção, Armazenamento e importações da semana de Verão (na presente figura, com o objetivo de simplificar a compreensão e análise foi feita uma aglomeração de várias fontes de geração)

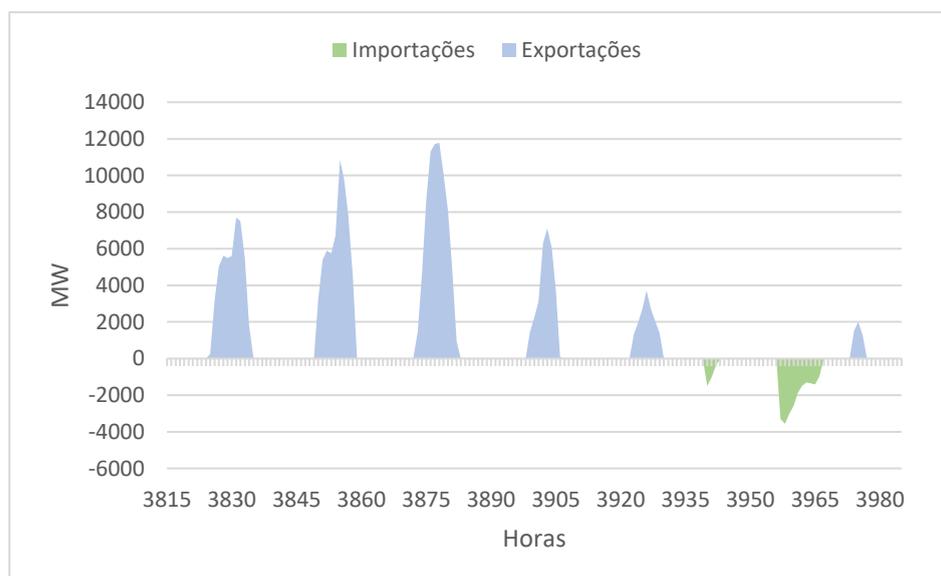


Figura 9- Importações e exportações da semana de Verão

Verificou-se anteriormente que a potência instalada de energia fotovoltaica rondará os 50% o que se traduz numa grande contribuição para a produção de energia, que pode ser constatada nas imagens acima.

Observa-se, portanto, nas figuras 7 e 8 um comportamento sistemático do sistema eletroprodutor todos os dias da semana, em que armazena o possível do excesso de produção de energia, que por norma ocorre por volta do pico do meio-dia solar, para depois se usar nas horas de menor produção. Quando o armazenamento atinge o limite, a única opção é exportar a energia em excesso, atingindo o valor máximo de 12335 MW no terceiro dia, um valor superior ao valor máximo de 7400 MW das linhas de interligação. No sexto dia, devido à produção fotovoltaica ser

baixa, assim como as outras produções renováveis, foi também necessário recorrer a importações alcançando estas quase o valor de 4000 MW.

Denota-se assim uma grande dependência, por parte do sistema eletroprodutor, da energia fotovoltaica, que consoante a sua elevada produção se pode traduzir em elevadas exportações e consoante a sua baixa produção se pode traduzir em elevadas importações.

A semana de Inverno em que se verificou a maior escassez de produção foi a segunda semana de janeiro, que se encontra representada nas figuras 10, 11 e 12.

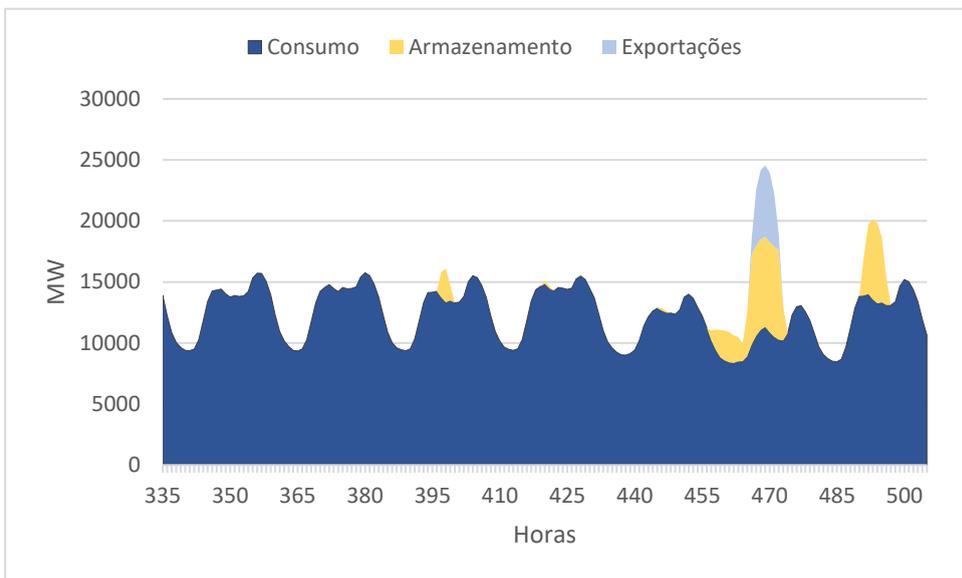


Figura 10-Consumo, armazenamento e Exportações da semana de Inverno

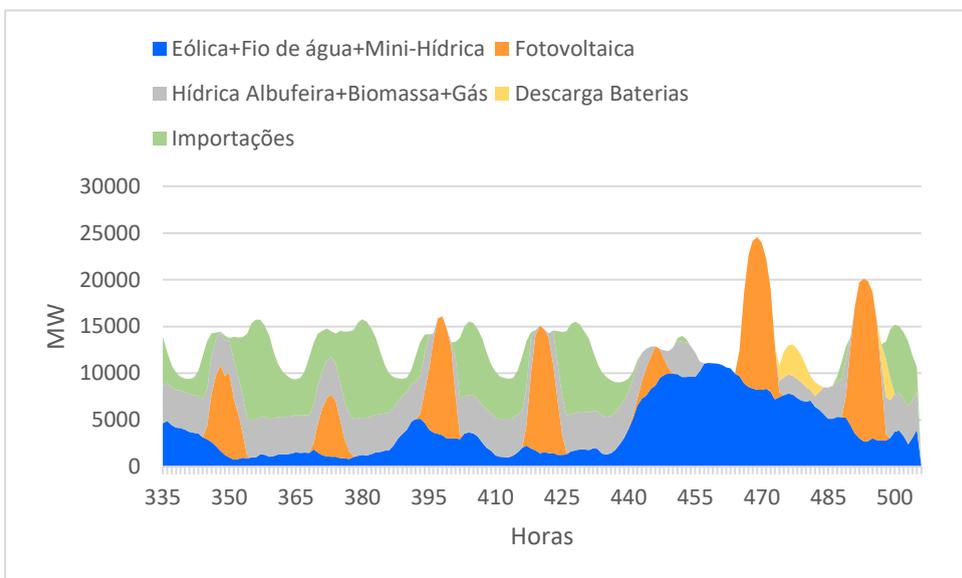


Figura 11- Produção, Armazenamento e importações da semana de Inverno (na presente figura, com o objetivo de simplificar a compreensão e análise foi feita uma aglomeração de várias gerações)

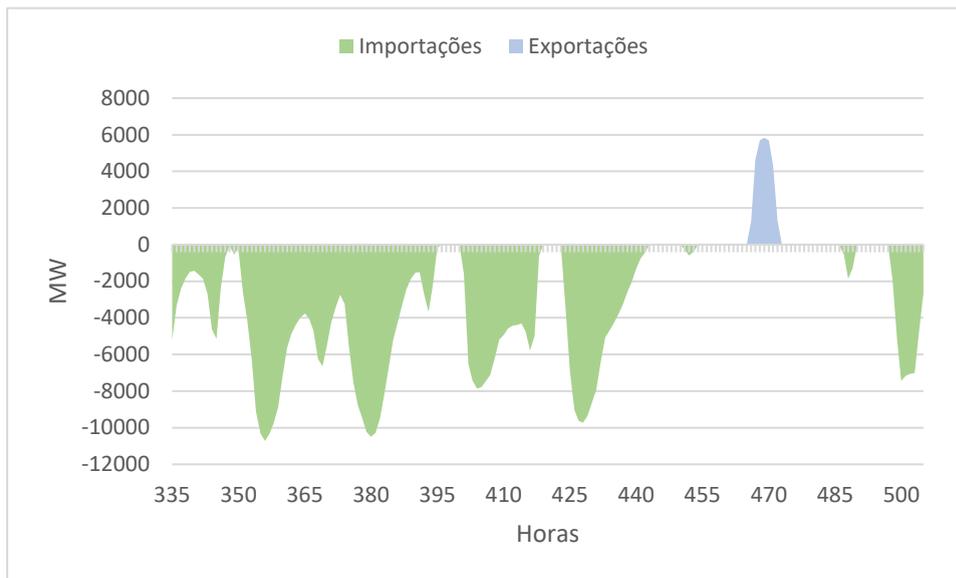


Figura 12-Importações e exportações da semana de Inverno

Nos primeiros dias da semana ocorre uma baixa da produção de energias renováveis em geral, o que resulta em valores elevados de importações, que se encontram na figura 12, inclusive é atingido o valor máximo de importações críticas anual, que é igual a 10721 MW menos o valor das interligações de 7400 MW, o que dá 3321 MW. Ocorre também no sexto dia a necessidade de elevadas exportações devido ao grande aumento das produções renováveis e intermitentes em geral. Porém, no último dia, o cenário volta a ser igual ao do início da semana, voltando a ser necessário elevadas importações.

Desta forma, seria necessária uma capacidade de interligações ainda mais alta, para colmatar todas as elevadas importações e exportações. Porém, é vital a existência de complementaridade de recursos em comparação a Espanha para existir um melhor equilíbrio entre a procura e oferta entre os dois países, o que não se verifica, derivado de uma similaridade de recursos e clima, dificultando assim, as exportações e importações simuladas pelo EnergyPLAN de obterem uma perspectiva viável de acontecer, pondo em causa a estabilidade do sistema.

As previsões de construção de interligações entre a Península Ibérica e a França, já abordadas anteriormente, irão dar uma grande ajuda para a problemática do parágrafo anterior. Embora a União Europeia já tenha disponibilizado verbas no valor de 578 milhões para a realização da interligação elétrica entre a França e a Espanha, através do Golfo da Biscaia, que prevê a construção de um troço submarino de 280 quilómetros de extensão [43], falta, porém, chegar a certos consensos entre os países envolvidos para o projeto poder avançar.

Atentando agora na simulação em geral, assiste-se a uma elevada percentagem de geração proveniente de fontes renováveis, próxima de 100%. No entanto, face à oscilação dos valores de

produção que ocorrem durante o ano, segundo o mix de renováveis esperado para 2050, em conjunto com as medidas para impedir o colapso do sistema, nomeadamente o armazenamento dimensionado, a potência instalada de centrais despacháveis e a capacidade das interligações, denota-se que o cenário simulado não é viável, pois a geração não consegue acompanhar o consumo a 100%.

Existem tecnologias que são despacháveis, tais como o gás, as hídricas e a biomassa. Contudo, a pouca capacidade instalada em centrais de biomassa e gás nem sempre é suficiente para assegurar a satisfação da procura nas horas de reduzida produção renovável intermitente, sendo também as centrais de biomassa de flexibilidade reduzida e a hídrica em condições de seca pode ser escassa. Há, por estas razões, necessidade de elevadas importações que acontecem de forma recorrente fora do pico da produção de energia solar, de maneira a garantir o consumo nas horas de baixa geração e, perante uma atuação em conjunto entre a geração eólica e a geração hídrica de baixos valores, devido a um dia de seca e pouco vento, como observado na figura 11.

Este facto é semelhante no que toca às exportações, tendo estas tendência para crescer, dado que existe geração excessiva em horas mais favoráveis à geração fotovoltaica, horas estas, onde a procura se apresenta recorrentemente suprimida devido à potência instalada da fotovoltaica ser tão elevada.

Posto isto, os valores de armazenamento em baterias associado à fotovoltaica descentralizada de 4 GW e o aumento da potência instalada de bombagem para 3,5 GW são também estes subdimensionados. Ainda que melhorem a estabilidade do sistema, beneficiando quase sempre do pico de produção solar a meio do dia, o que permite acumular energia para usar posteriormente, o mesmo não acontece em certos dias, sobretudo no inverno, aquando da baixa produção fotovoltaica não permite o excedente de produção suficiente para armazenar a energia e conjuntamente com uma produção hídrica e eólica baixa, pelo que o sistema colapsa devido à falta de capacidade de resposta à procura. Nestes casos, o EnergyPLAN aumenta a produção de energia elétrica das centrais de gás e biomassa ao máximo e tenta recorrer às importações, acabando por exceder o limite de capacidade de importações.

Posto isto, é importante introduzir alguns conceitos. No que concerne à energia exportada, o software em prática distingue estes dois tipos de energia:

- CEEP (*Critical Excess Electricity Production*) – este é o total de energia em excesso face à procura, devido à inexistência de capacidade de interligação suficiente.
- EEEP (*Exportable Excess Electricity Production*) – É o total de energia que pode efetivamente ser exportada, devido à capacidade suficiente das linhas de interligação com o exterior.

Ao passo que as EEEP podem fazer parte do projeto de elaboração do modelo energético, quando alguns dos objetivos tiverem em conta a troca de energia com outros sistemas, a CEEP não oferece qualquer benefício.

Neste caso em específico, devido ao sistema colapsar também existe interesse em averiguar os valores equivalentes em importações, o que não é normal pois não é suposto planear um sistema que não assegura a procura de energia. Posto isto, não existindo nomes predefinidos para as importações usaram-se as seguintes siglas:

IDEP (*Importable Deficit Electricity Production*) – representa as importações necessárias face à procura e que são possíveis de implementar para assegurar o consumo.

CIDEP (*Critical Deficit Electricity Production*) – são as importações necessárias face à procura e que o sistema electroprodutor não tem capacidade suficiente de implementar para assegurar o consumo.

A Tabela 11 apresenta os valores de importações e exportações, EEEP, CEEP, IDEP e CIDEP face à procura e à geração de energia respetivamente:

Tabela 11- Valores de Importação, Exportação, EEEP, IDEP e CIDEP

	Importações (TWh)	Exportações (TWh)	EEEP (TWh)	CEEP (TWh)	IDEP (TWh)	CIDEP (TWh)
2050 Seco	7,78	3,25	2,63	0,62	6,7	1,08
2050 Normal	5,55	3,95	2,97	0,98	4,9	0,65
2050 Húmido	3,5	4,32	3,12	1,2	2,31	0,24

O próximo capítulo tem o objetivo de reduzir ao máximo o CEEP e de eliminar a CIDEP, pois este valor não pode existir num sistema funcional e fiável.

6. Opção de Viabilidade para o RNC2050

No capítulo anterior confirmou-se que o sistema electroprodutor projetado não é uma solução viável, como se pode constatar pelos valores apresentados nas figuras relativas à semana de verão e de inverno apresentadas anteriormente.

Deste modo, vai-se agora averiguar que medidas se podem tomar com o objetivo de tornar o RNC2050 viável. Para isso, são consideradas três medidas para impedir o colapso do sistema:

- Capacidade das interligações
- Armazenamento
- Potência instalada

Em primeiro lugar será averiguado o impacto do aumento da capacidade das interligações, depois será feita a avaliação do dimensionamento de baterias e posteriormente estas duas medidas serão interligadas com o aumento da potência instalada, isto com o objetivo de alcançar a estabilidade do sistema. Será tudo isto analisado de forma a alcançar a melhor solução técnica e económica possível.

6.1 Capacidade das interligações

Neste subcapítulo averigua-se o impacto que um aumento de 5% das interligações, ou seja, para um total de 20%, no sistema electroprodutor simulado. Neste caso, visto que o objetivo principal será impedir o colapso do sistema, a simulação usada é a 2050 seco, pois é a que verifica maiores valores de CIDEP.

O que se verifica é que mesmo com este aumento, atingindo 9890 MW de capacidade de interligações o sistema colapsa, pois como se sabe o valor máximo atingido de IDEP na semana de Inverno analisada anteriormente é superior, 10721 MW. Porém, com esta medida as IDEP baixaram para 3047 MWh, pois durante o ano todo os únicos dias em que o sistema não teve capacidade para suprimir a procura foram os 2 primeiros dias da semana de Inverno abordada. As CEEP também baixaram significativamente para 31979 MWh.

Conclui-se, portanto, que esta medida por si só, não resolveria o problema. Porém, na teoria ajudaria bastante a aproximação do sistema à estabilidade necessária para não colapsar. No entanto, não é ideal depender de interligações para impedir o colapso do sistema, pois pode não existir produção suficiente do outro lado da interligação, ou seja, a estabilidade do sistema electroprodutor português não pode depender exclusivamente das interligações. Não se pode esquecer que se trata de uma simulação técnica e que na realidade as interligações são maioritariamente usadas numa perspetiva económica. Posto isto, não faz sentido aumentar as

interligações para valores tão elevados, mantendo-se neste ponto as interligações no valor de 7400 MW.

6.2 Armazenamento

Neste subcapítulo vai-se avaliar se as baterias projetadas pelo RNC2050 estão bem dimensionadas ou se faz sentido aumentar a sua capacidade. O modelo que faz mais sentido usar para esta análise é o 2050 normal, pois as baterias são um investimento durante um certo período de tempo e considera-se o ano normal 2050 como se fosse um ano médio.

Futuramente, a partir de 2030, o meio de armazenamento que é esperado ser economicamente mais vantajoso neste tipo de aplicação, serão as baterias de íões de lítio. Estima-se que, em 2050, o seu custo reduza para valores por volta dos 90,14 €/kWh e 106,63 €/kWh.

Erro! A origem da referência não foi encontrada.

De forma a encontrar a capacidade de baterias mais adequado, assumindo um ciclo de carga/descarga de 8h, variando-se a dimensão do sistema de baterias, desde 800 MW/6,4 GWh até 40 GW/320 GWh e comparou-se com a redução o valor de exportações. Isto resultou na figura 13.

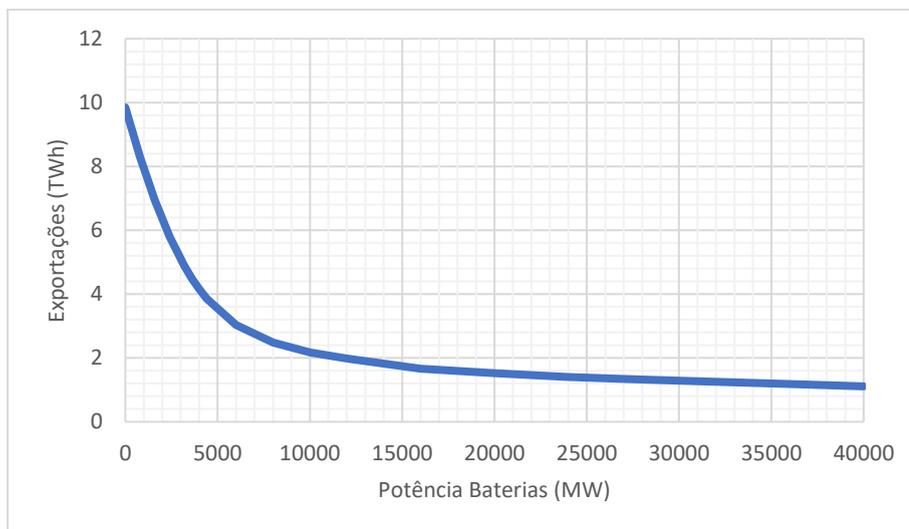


Figura 13-Comparação entre a variação das Exportações em função do aumento das baterias

Pelo gráfico consegue-se excluir qualquer valor acima de 10000 MW, pois à medida que se aumentam as baterias a diminuição das exportações começa a ser cada vez menor, deixando de justificar o investimento. Considera-se que o “joelho” da curva do gráfico apresenta o valor ideal, neste caso, 7500 MW. Ou seja, as baterias seriam de 7500 MW e 60 GWh,

Estes valores de baterias resultam na redução dos valores de importações e exportações. Sendo que neste caso de estudo interessa principalmente saber qual o valor alcançado pelas CIDEP no cenário 2050 seco, sendo este o cenário extremo em que o CIDEP alcançava o maior valor, visto que para o sistema ser viável é necessário reduzir este valor para zero em todos os cenários. Esse valor, com a implementação dos novos valores de baterias perfeitamente 9489 MW. A escolha destas baterias resulta num investimento de cerca 7,073 mil milhões de euros e num armazenamento anual médio de 7,26 TWh.

De forma a calcular o custo por unidade de energia armazenada foi tida em conta o custo total do investimento, a esperança média de vida do conjunto de baterias, 15 anos, e a energia total armazenada durante o ano. O que resultou na equação seguinte.

$$\text{Custo do kWh}_{\text{Armazenado}} = \frac{\text{Custo total do investimento}}{\text{Energia Anual Armazenada} * \text{Tempo de vida útil}}$$

O custo do kWh Armazenado foi assim de 0,065 €/kWh. Este valor encontra-se abaixo do valor médio do 0,112 kWh no mercado Ibérico em 2021 [44], porém ainda não se pode provar que é um investimento economicamente viável sem primeiro calcular também o preço da geração fotovoltaica. Para isso usamos a equação seguinte.

$$\text{Custo do kWh}_{\text{Fotovoltaico}} = \frac{\text{Custo total do investimento}}{\text{Energia Anual Gerada} * \text{Tempo de vida útil}}$$

O EnergyPlan possui estimativas dos preços futuros de painéis fotovoltaicos, estes rondam os 560 €/kW e para manutenção 7,40 €/kWh, totalizando um preço de 567,4 €/kWh, considerando a vida útil dos painéis solares 40 anos [45], os 26200 MW de potência instalada fotovoltaica e a produção simulada de 34,27 TWh/ano, o custo do kWh Fotovoltaico é 0,011 €/kWh.

Deste modo pode-se afirmar que o custo por kWh da energia armazenada resulta em 0,076€/kWh, sendo este menor que o valor médio do kWh em 2021, o que prova que as baterias projetadas apresentam um investimento economicamente viável.

6.3 Cenário proposto

Chegou-se à conclusão de que o aumento das interligações não fazia sentido, mantendo-se assim a meta dos 15%, a nível das baterias a melhor solução foi aumentar as baterias para 7500MW e 60 GWh, embora o CIDEP tenha reduzido para 9489 MW, continua a existir, e para garantir estabilidade é necessário eliminar esse valor, e para tal é necessário aumentar a potência instalada.

Existe a possibilidade de alterar o mix energético das centrais não despacháveis. Porém, como se viu na figura 11, o valor elevado do CIDEP deveu-se à baixa produção dessas e o seu aumento iria trazer aumentos reais da produção baixos para além de aumentar o CEEP. Resta assim uma alternativa, que é aumentar a potência instalada de centrais despacháveis.

O aumento da hídrica de albufeira é limitado devido à afluência de água ser limitada, estando já os aumentos previstos perto do limite. Adicionalmente, num cenário de seca resultaria nos problemas abordados anteriormente. Quanto às centrais de biomassa o seu aumento também não é ideal devido à pouca flexibilidade destas. Assim, restam as centrais de combustíveis fósseis, sendo das acima referida a mais eficiente o gás e embora a existência de centrais de gás vá contra a máxima do roteiro que zela pela neutralidade carbónica, segundo o plano delineado no RNC2050, é esta a única solução que sobra.

Neste caso, o valor necessário de potência instalada de gás é 2089 MW, para não ocorrer o colapso do sistema. Portugal já tem esta capacidade de gás instalada, logo não seria necessário realizar um investimento inicial, apenas a manutenção e o custo da matéria-prima.

Simularam-se novamente os três cenários, tendo-se em consideração o aumento dos valores das baterias para 7500 MW e 60 GWh e o não desmantelamento de pelo menos 2089 MW de potência instalada de gás. Retiraram-se os valores de importações, exportações, EEEP, CEEP, IDEP e CIDEP presentes na tabela 12.

Tabela 12- Valores de Importação, Exportação, EEEP, IDEP e CIDEP do cenário proposto

	Importações (TWh)	Exportações (TWh)	EEEP (TWh)	CEEP (TWh)	IDEP (TWh)	CIDEP (TWh)
2050 Seco	3,23	1,42	1,28	0,14	3,23	0
2050 Normal	1,99	2,56	2,24	0,32	1,99	0
2050 Húmido	1,04	2,69	2,4	0,29	1,04	0

Observa-se que ocorreu uma diminuição considerável de todos os valores em todos os cenários, nomeadamente nas CIDEF, que deixaram de existir, sendo este o objetivo principal deste capítulo.

Importante também frisar a diminuição dos valores de CEEP que reduziram aproximadamente 75% nos cenários 2050 húmido e 2050 seco e 66% no cenário 2050 Normal e que as emissões de CO₂ no cenário Normal, ou seja, o cenário médio, atingem cerca de 2428 kt por ano.

7. Conclusões e Trabalho Futuro

7.1. Conclusões

A utilização de energia gerada através de fontes renováveis tem vindo a ganhar cada vez mais espaço, dado que permite evitar o recurso a combustíveis fósseis, que no caso do nosso país são maioritariamente importados, e diminuir o impacto ambiental a estes associados. Os planos previstos, o PNEC2030 e o RNC2050, apesar de representarem um esforço para o aproveitamento energético dos recursos do país e de permitirem o atingir relevante metas ambientais, necessitam de ser adequadamente avaliados para terem em conta a intermitência da produção de energia renovável.

Assim, a criação de medidas que permitam o ajuste entre a procura energética e as variações de produção são de importância extrema. Estas deverão ter por base simulações do Sistema Elétrico que irá permitir a avaliação do seu impacto, quer a nível técnico como económico. Neste âmbito, revela-se útil o recurso a ferramentas de modelação, como é o caso do EnergyPLAN, utilizada nesta dissertação, dado que apresenta grande flexibilidade e rigor tanto para a simulação dos sistemas, como avaliação do seu comportamento nas vertentes técnica, económica e ambiental.

Nos três cenários temporais simulados nesta dissertação, com base no RNC2050, foi possível efetuar uma análise técnica do comportamento do Sistema Elétrico Português em função da utilização de energias renováveis e das reais necessidades de consumo. Existiu uma grande subida percentual da geração de energia renovável, principalmente fotovoltaica, a par de uma diminuição gradual da utilização de combustíveis fósseis utilizados em centrais termoelétricas a carvão e a gás natural. Também se verificou um grande aumento do consumo, muito devido à crescente eletrificação da sociedade.

Com o aumento da geração renovável, nas simulações, foram expostos os problemas associados ao seu carácter intermitente e à dependência da existência momentânea do recurso natural correspondente a cada energia renovável, como a necessidade de exportação de energia nos períodos de maior produção e a necessidade de importação quando a sua geração é diminuta e não existe capacidade de produção suficiente por parte das centrais termoelétricas, resultando em importações críticas e inevitavelmente no colapso do sistema. Estes fatores, associados à pouca fiabilidade de deixar a estabilidade do sistema elétrico exclusivamente dependente das interligações que atualmente permite apenas as trocas de energia com Espanha, contribuem para evidenciar os problemas de fiabilidade que podem resultar do plano.

Posto isto, existiu a necessidade de adicionar recursos ao plano evidenciado no RNC2050,

tendo-se como principal objetivo tornar nulo o valor das importações críticas, de forma a garantir a estabilidade do Sistema Eletroprodutor Português. Para tal, estudou-se a possibilidade do aumento da capacidade de interligações, do armazenamento de energia, e da potência instalada de centrais térmicas. Do estudo em análise resultaram as seguintes conclusões: não faz sentido aumentar mais o valor das interligações para além dos 15% do total de potência instalada, já definidos pela UE; quanto às baterias o valor ideal ronda os 7500 MW e 60 GWh, sendo estas economicamente viáveis contribuindo assim para a redução dos valores das importações e principalmente das CEEP; e por último conclui-se pela necessidade de deixar pelo menos 2089 MW de potência instalada de gás natural para impedir o colapso do sistema. Concluiu-se assim que de forma a manter a fiabilidade, não é possível garantir um cenário com zero emissões de carbono, como desejado no RNC2050.

7.2. Trabalhos Futuros

Atualmente, o planeamento energético ocupa um lugar cada vez mais importante, em especial devido à evolução da geração renovável, ao desenvolvimento de sistemas de armazenamento e também face à necessidade de estimar a rentabilidade económica das trocas comerciais e dos investimentos. Deve, deste modo, ser realizada com frequência a criação de simulações de sistemas de energia possibilitando prever não só os resultados técnicos como também os resultados económicos dos investimentos de geração renovável com a menor margem de erro possível.

O RNC2050 é composto por cerca de 100 páginas, sendo que o Sistema Eletroprodutor ocupa, como subtópico, apenas quatro páginas e meia. Óbvio que o ano 2050 ainda se encontra a uma distância temporal considerável, o que favorece a subjetividade das previsões, porém é necessário ter uma visão para percorrer um caminho e neste caso falta suporte e fundamentação à visão encontrada no RNC2050 para o Sistema Eletroprodutor Português para 2050. Posto isto, na medida de desenvolver e ir mais longe na previsão e análise do Sistema Eletroprodutor Português para 2050 é necessário experimentar simular novos mixes-energéticos procurando sempre dar-lhes uma fundamentação lógica e objetiva. Faz também sentido obter mais dados com maior detalhe num trabalho futuro, como por exemplo, o valor da capacidade instalada da Hídrica fio de água e a mini-hídrica e o valor da capacidade de armazenamento em albufeira, valores que tiveram de se supor nesta dissertação.

Futuramente, existe também a necessidade de fazer uma avaliação económica do valor do investimento total necessário para chegar a 100% de geração renovável e experimentar outros programas que complementem o EnergyPlan.

8.Referências Bibliográficas

[1]. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/> , Estatísticas rápidas - nº 192 - novembro de 2020.

[2]. Pfeninger, S.; Pickering, B. Calliope: A multi-scale energy systems modelling framework. *J. Open Source Softw.* 2018, 3, 825

[3]. Natural Resources Canada. Retscreen. (<https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/746>)

[4]. A Modular Open Source Framework to Model Energy Supply Systems. (<https://oemof.org/>)

[5]. The MESSAGEix Framework— MESSAGEix 3.3.0 Documentation. (<https://docs.messageix.org/en/stable/>)

[6]. LEAP. Availableonline:<https://leap.sei.org/default.asp?action=introductin>

[7]. EnergyPLAN, <https://www.energyplan.eu/aeolius/>, Acedido a 09/09/2021

[8]. EnergyPLAN, <https://www.energyplan.eu/aeolius/> , Acedido a 09/09/2021

[9]. EnergyPLAN, <https://www.energyplan.eu/markaltimes/>, Acedido a 09/09/2021

[10]. University A. Energyplan: advanced energy system analysis computer model. (<http://www.energyplan.eu>.)

[11]. EnergyPLAN, <https://www.energyplan.eu/leap/>, Acedido a 09/09/2021

[12]. Monica Maduekwe, Uduak Akpan, Salisu Isihak, *Road transport energy*

consumption and vehicular emissions in Lagos, Nigeria: An application of the LEAP model, Transportation Research Interdisciplinary Perspectives, Volume 6, 2020, 100172, ISSN 2590-1982, <https://doi.org/10.1016/j.trip.2020.100172>

[13]. Troy B. Felver, *How can Azerbaijan meet its Paris Agreement commitments: assessing the effectiveness of climate change-related energy policy options using LEAP modeling, Heliyon, Volume 6, Issue 8, 2020, e04697, ISSN 2405-8440;*

[14]. Hanif Auwal, Ibrahim Gokhan Kirkil, *Electricity Demand and Supply Scenario Analysis for Nigeria Using Long Range Energy Alternatives Planning (LEAP) - Journal of Scientific Research & Reports 19(2): 1-12, 2018; Article no.JSRR.39719 ISSN: 2320-0227*

[15]. *ROTEIRO E PLANO DE AÇÃO PARA O HIDROGÉNIO EM PORTUGAL-* (https://www.agnatural.pt/folder/documento/ficheiro/471_Roteiro%20Hidrogenio%2014-05-2020.pdf)

[16]. J.A.NievesA.J.AristizábalaI.DyneraO.BáezbD.H.Ospinac, *Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application- - Volume 169, 15 February 2019, Pages 380-397*

[17]. GuangxiaoHua,XiaomingMaa,JunpingJi- *Scenarios and policies for sustainable urban energy development based on LEAP model – A case study of a postindustrial city: Shenzhen China - Applied Energy -Volume 238, 15 March 2019, Pages 876-886*

[18]. <https://www.energyplan.eu/perseus/>

[19]. Rosen J, Tietze-Stöckinger I, Rentz O. *Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. Energy 2007;32(4):575-583*

[20]. Rosen J. *The future role of renewable energy sources in European electricity supply – A model-based analysis for the EU-15, 2008*. Institute for Industrial Production: Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, Germany

[21]. Bulteel, P., Belmans, R., Dolben, G., Garcia Madruga, M., Kallstrand, B., Lace, I., Livrieri, A., Nahon, C., Virkkala Nekhaev, E., Papageorgi, A., Saraiva, F., Stridbaek, U., Theis, K., Van Vliet, E. & Wunnerlich, M. *The Role of Electricity: A New Path to Secure, Competitive Energy in a Carbon-Constrained World, Eurelectric, 2007*

[22]. Capros, P., Kouvaritakis, N. & Mantzos, L. *Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change: Top-down Analysis of Greenhouse Gas Emission Reduction Possibilities in the EU*, National Technical University of Athens, 2001

[23]. Capros P., Tasios N., De Vita A., Mantzos L., Paroussos L. *Model-based analysis of decarbonising the EU economy in the time horizon to 2050-* Energy Strateg Rev, 1 (2) (2012),pp. 7684, 10.1016/j.esr.2012.06.003 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X12000193>)

[24]. Pantelis Capros, MariaKannavou, StavroulaEvangelopoulou, ApostolosPetropoulos, PelopidasSiskos, NikolaosTasios, GeorgiosZazias, AlessiaDeVita, *Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model-* Energy Strategy Reviews Volume 22, November 2018, Pages 255-263

[25]. Harold Abilock Leslie G. Fishbone. *Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version*. International Journal of Energy Research, páginas 353–375, 1981.

[26]. E. Fragniere, A. Haurie, *MARKAL-Geneva: A model to assess energy-environment choices for a Swiss canton-* Operations Research and Environmental Management, pp 41-68

[27]. Rečka L., Ščasný M. *Impacts of carbon pricing, brown coal availability and gas cost on czech energy system up to 2050-*Energy, 108 (2016), pp. 19-48

33, 10.1016/j.energy.2015.12.003(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421501645X>)

[28]. Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in EU27 and policy recommendations for 2020, Centre for Renewable Energy Sources (CRES: Greece), 12th June 2009

[29]. Mikkel StrungeKanyaBrian VadMathiesenaIva RidjanSkovaAndrei DavidKorbergaJakobZinckThellufsenbHenrikLundbPeterSorknæs bMiguelChang, *Energy efficient decarbonisation strategy for the Danish transport sector by 2045- 1- Smart Energy-* Volume 5, February 2022, 100063

[30]. Boris Ćosić, Goran Krajačić, *A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia-* - Energy-Volume 48, Issue 1, December 2012, Pages 80-87

[31]. David Borge, Diezb Santiago, Pulla Galindo,*Proposal of 100% renewable energy production for the City of Cuenca- Ecuador by 2050*—Volume 170, June 2021, Pages 1324-1341

[32]. Hansen, Kenneth, Brian Vad Mathiesen, and Iva Ridjan Skov. "Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102 (2019): 1-13

[33]. D.F.Dominkovića I.Bačekovič b B.Ćosić c G.Krajačić c T.Pukšec c N.Duić c N.Markovskad-*Zero carbon energy system of South East Europe in 2050-* *Applied Energy*, Volume 184, 15 December 2016, Pages 1517-1528

[34]. Estatísticas Rápidas-nº203-outubro de 2021- Direção Geral Energia e Geologia (DGEG)<https://www.dgeg.gov.pt/media/zozdzlku/dgeg-arr-2021-10.pdf>

[35]. REN, DADOS TÉCNICOS,2020

[36]. Plano Nacional Energia-Clima 2030, aprovado por Resolução de Ministros nº53/2020,14dejulho(<https://participa.pt/contents/consultationdocument/imported/2585/670002.pdf>) -<https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>

[37]. Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 107/2019, de 1 de julho (<https://www.portugal.gov.pt/downloadficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBAAAAB%2bLCAAAAAABACzMDexAAAut9emBAAAAA%3d%3d>)<https://descarbonizar2050.apambiente.pt/>)

[38]. REN, REN DATA HUB

[39]. REN, Dados fornecidos pelo Departamento de Estatísticas

[40]. valor meramente indicativo- <https://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/casos-de-estudo/central-termoelectrica-do-ribatejo/descricao-da-central/>-
Acedido a 01/02/2022

[41]. REN, Caraterização das Interligações, em 31 de Dezembro de 2019

[42]. Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, Iain Staffell, *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*, Joule, Volume 3, Issue 1, 2019, Pages 81-100

[43]. <https://www.dn.pt/lusa/bruxelas-financia-ligacao-eletrica-entre-espanha-e-franca-pelo-golfo-da-biscaia-em-578-me-9073566.html>, Acedido a 09/04/2022

[44]https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual-https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe_anual_2021_es.pdf, Acedido a 23/04/2022

[45] EnergyPLAN Technology and Costs Database 20181005-
https://www.energyplan.eu/useful_resources/costdatabase/- (Version 4.0) October 2018

Anexos

Anexo 1 - Geração renovável 2019 real e calculada pelo EnergyPlan

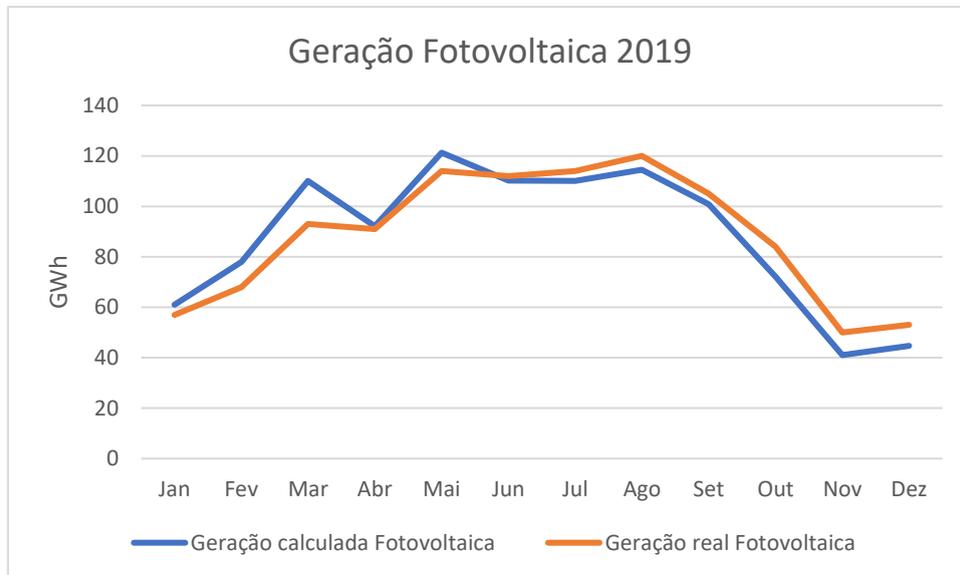


Figura 14- Comparação entre a Geração Fotovoltaica Real e a calculada pelo EnergyPLAN

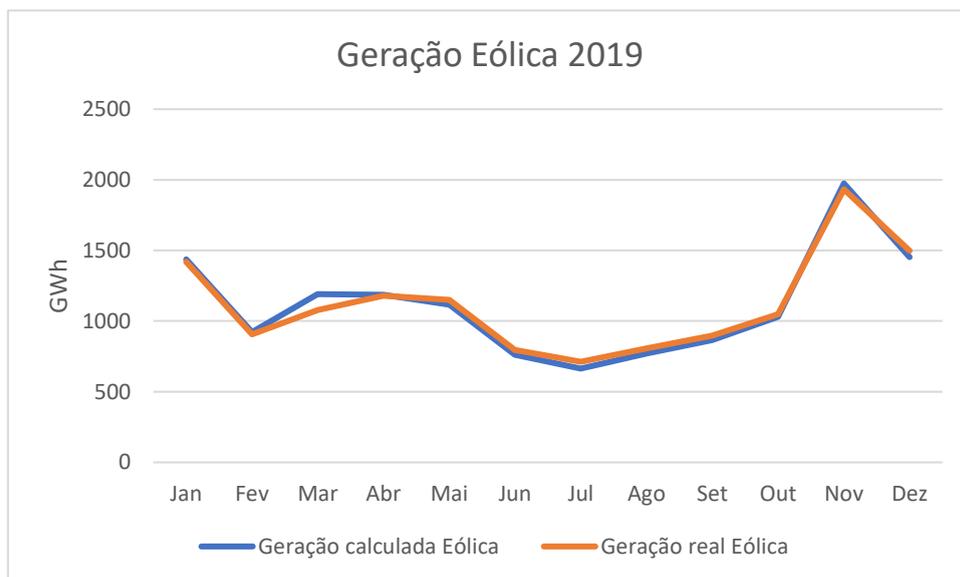


Figura 15- Comparação entre a Geração Eólica Real e a calculada pelo EnergyPLAN

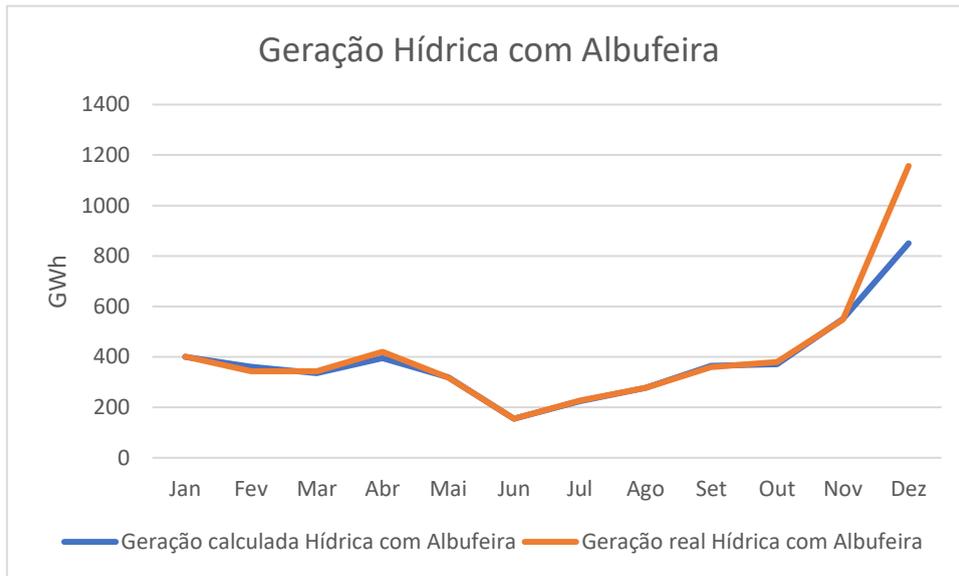


Figura 16- Comparação entre a Geração Hídrica com Albufeira Real e a calculada pelo EnergyPLAN

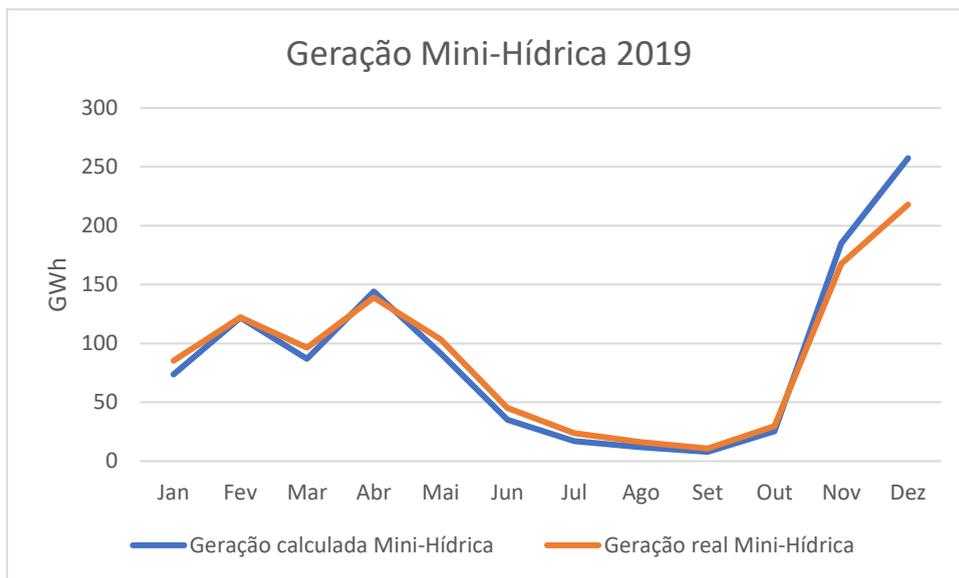


Figura 17- Comparação entre a Geração Mini-Hídrica Real e a calculada pelo EnergyPLAN

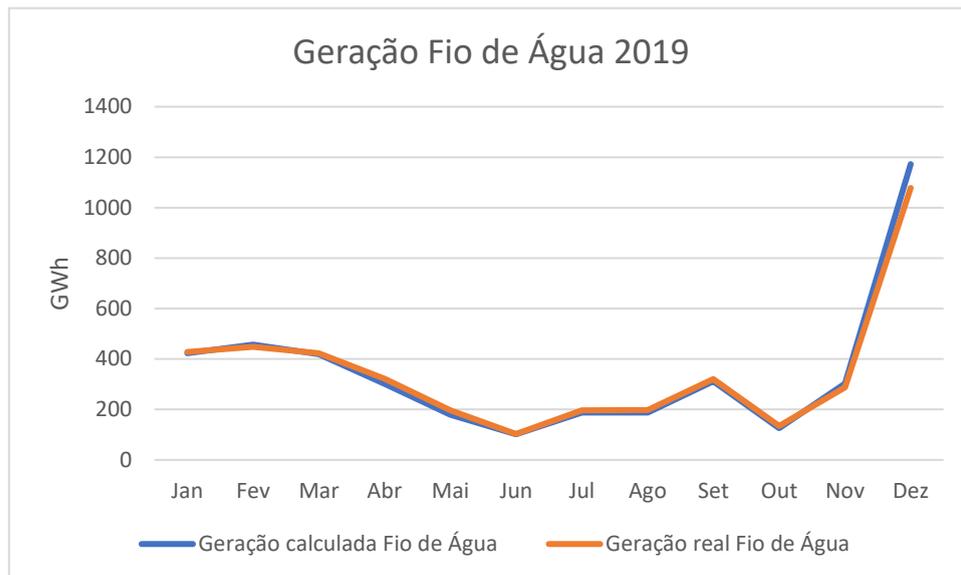


Figura 18- Comparação entre a Geração Fio de Água Real e a calculada pelo EnergyPLAN

Anexo 2 - Geração renovável 2050 do cenário Seco, Normal e Húmido

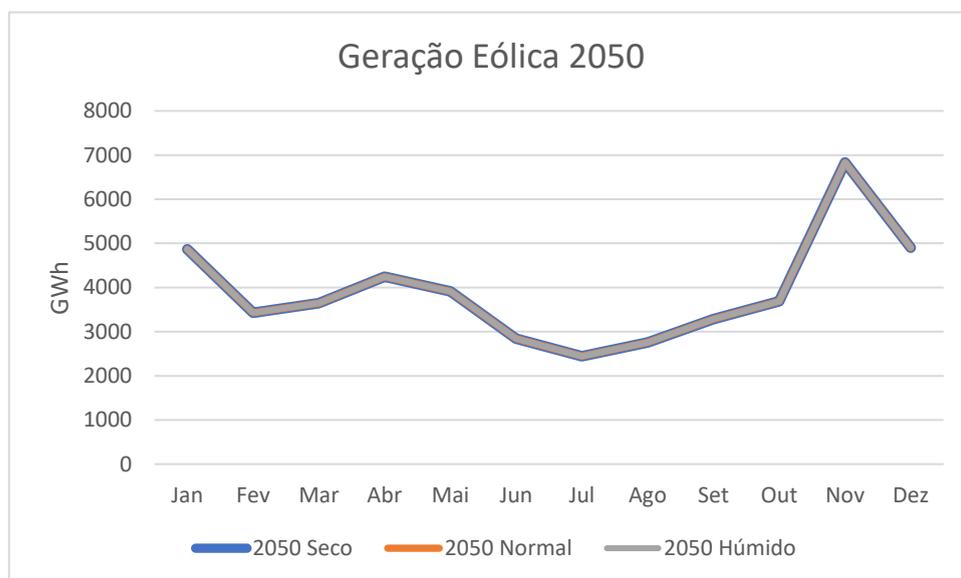


Figura 19- Geração Eólica 2050 dos 3 cenários simulados

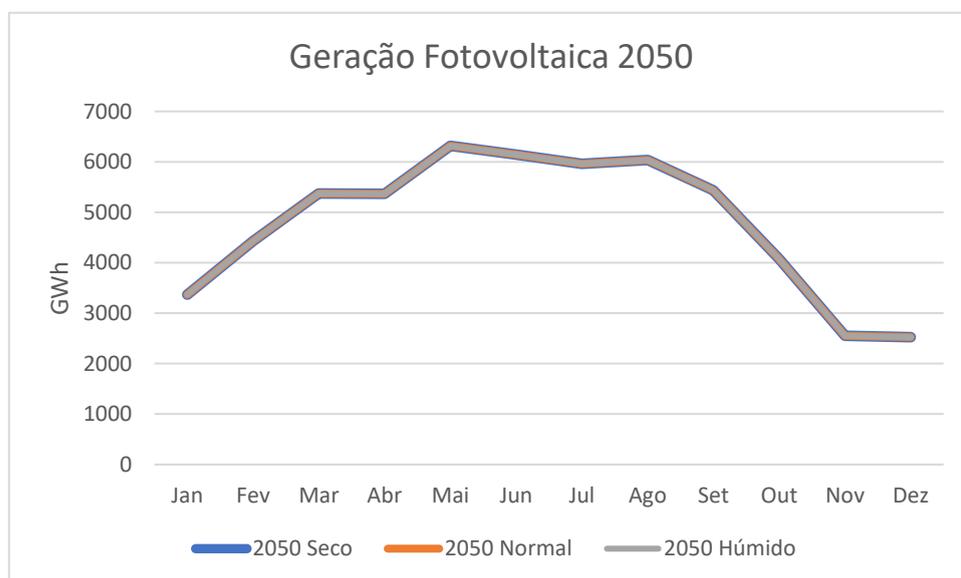


Figura 20- Geração Fotovoltaica 2050 dos 3 cenários simulados

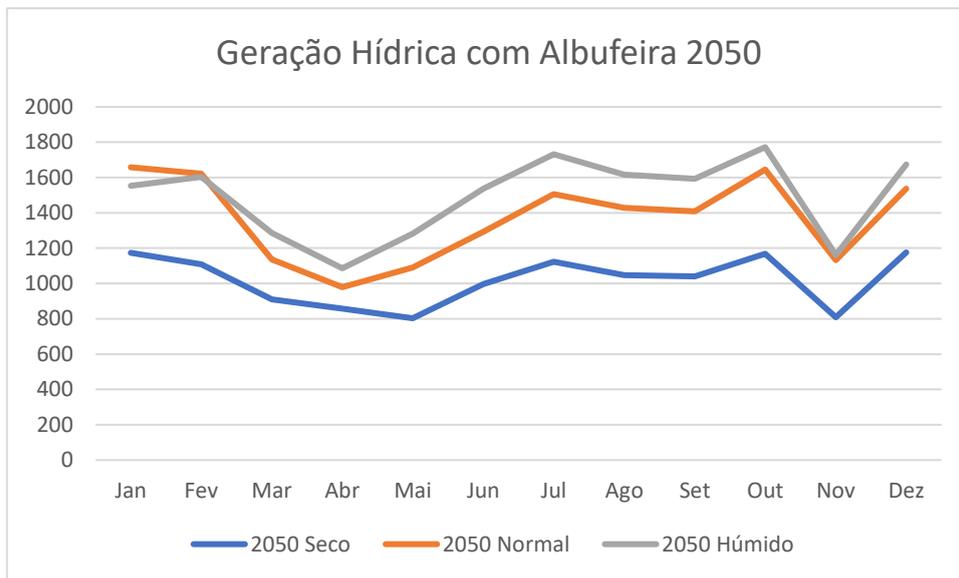


Figura 21- Geração Hídrica com Albufeira 2050 dos 3 cenários simulados

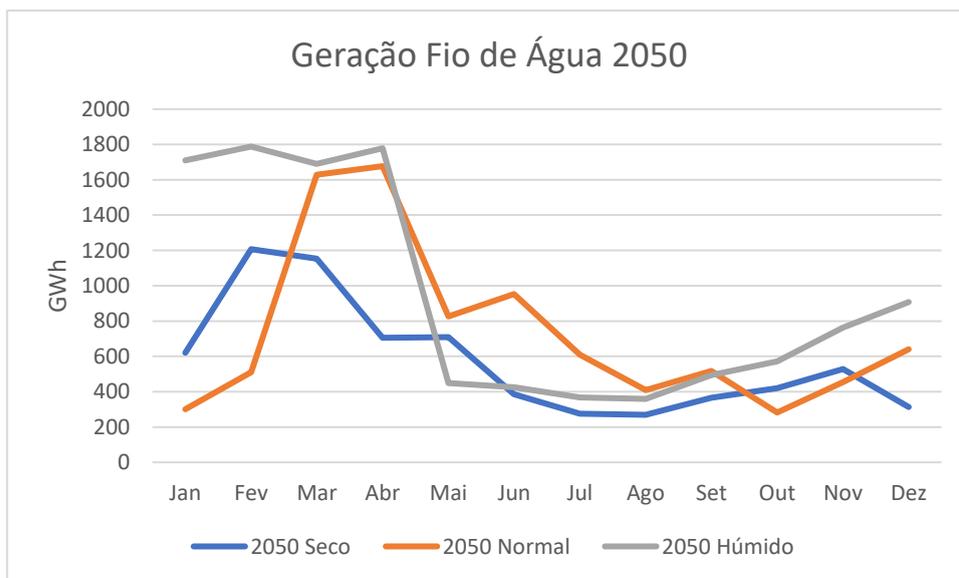


Figura 22- Geração Fio de Água 2050 dos 3 cenários simulados

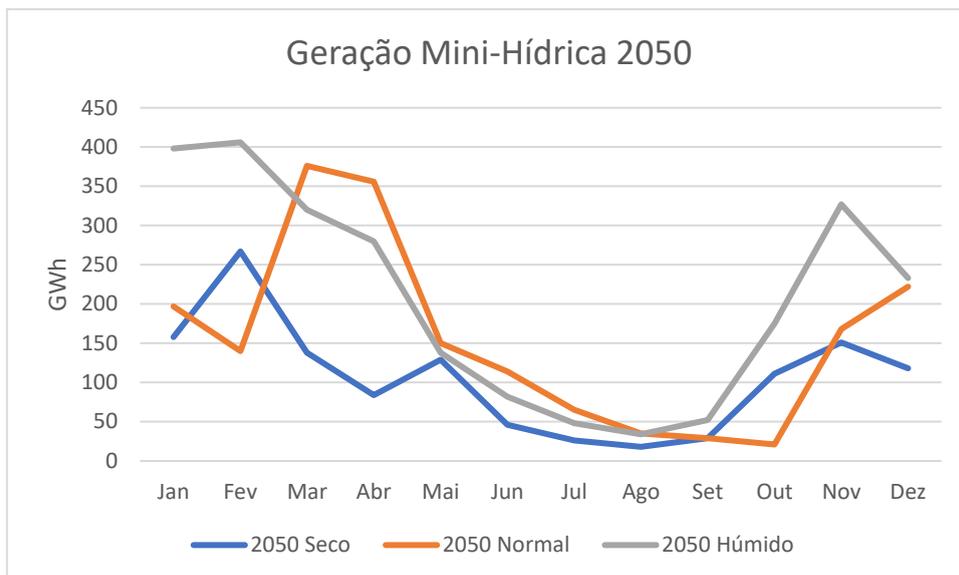


Figura 23- Geração Mini-Hídrica 2050 dos 3 cenários simulados